



UNIVERSIDADE FEDERAL DE CAMPINA GRANDE
Centro de Engenharia Elétrica e Informática
Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica

**ESTRATÉGIAS DE CONTROLE DE FLUXO DE POTÊNCIA ASSOCIADAS À
UTILIZAÇÃO DE BANCO DE BATERIAS EM SISTEMAS FOTOVOLTAICOS
CONECTADOS A REDE ELÉTRICA**

Túlio Albuquerque Dias

Área de Concentração: Processamento da Energia

Orientador(es):
Maurício Beltrão de Rossiter Corrêa, D. Sc.
Montiê Alves Vitorino, D. Sc.

Campina Grande, Paraíba, Brasil
Dezembro de 2016

Dissertação de Mestrado

ESTRATÉGIAS DE CONTROLE DE FLUXO DE POTÊNCIA ASSOCIADAS À
UTILIZAÇÃO DE BANCO DE BATERIAS EM SISTEMAS FOTOVOLTAICOS
CONECTADOS A REDE ELÉTRICA

Túlio Albuquerque Dias

*Dissertação de Mestrado apresentada à
Coordenação do Curso de Pós-Graduação
em Engenharia Elétrica da Universidade
Federal de Campina Grande como parte dos
requisitos necessários para obtenção do grau
de Mestre em Engenharia Elétrica*

Área de Concentração: Processamento da energia

Orientador(es):
Maurício Beltrão de Rossiter Corrêa, D. Sc.
Montiê Alves Vitorino, D. Sc.

Campina Grande, Paraíba, Brasil
Dezembro de 2016

D54 Dias, Túlio Albuquerque.

1e

Estratégias de controle de fluxo de potência associadas à utilização de banco de baterias em sistemas fotovoltaicos conectados a rede elétrica / Túlio Albuquerque Dias. – Campina Grande, 2016.

115 f. : il. color.

Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) – Universidade Federal de Campina Grande, Centro de Engenharia Elétrica e Informática, 2016.

"Orientação: Prof. Dr. Maurício Beltrão de Rossiter Corrêa, Prof. Dr. Montiê Alves Vitorino".

Referências.

1. Elementos Fotovoltaicos. 2. Geração Fotovoltaica. 3. Banco de Baterias. 4. Fluxo de Potência - Controle. I. Corrêa, Maurício Beltrão de Rossiter. II. Vitorino, Montiê Alves. III. Título.

CDU

621.383.51(043)

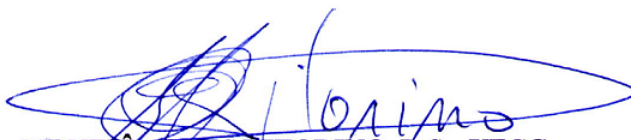
**"ESTRATÉGIAS DE CONTROLE DE FLUXO DE POTÊNCIA ASSOCIADAS À
UTILIZAÇÃO DE BANCO DE BATERIAS EM SISTEMAS FOTOVOLTAÍCOS
CONECTADOS A REDE ELÉTRICA"**

TULIO ALBUQUERQUE DIAS

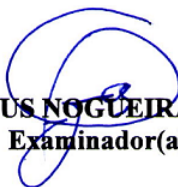
DISSERTAÇÃO APROVADA EM 18/10/2016



MAURÍCIO BELTRÃO DE ROSSITER CORRÊA, D.Sc., UFCG
Orientador(a)



MONTIE ALVES VITORINO, D.Sc, UFCG
Orientador(a)



ANTONIO MARCUS NOGUEIRA LIMA, Dr., UFCG
Examinador(a)



ALEXANDRE CUNHA OLIVEIRA, D.Sc., UFCG
Examinador(a)

CAMPINA GRANDE - PB

AGRADECIMENTOS

Agradeço a Deus primeiramente, por ter me dado forças para vencer mais uma etapa da vida com discernimento e sabedoria;

Aos meus pais, Maria de Fátima e José Dias e irmãos Bruno e Gustavo, por terem me apoiado nos momentos difíceis, sempre me incentivando a continuar com determinação;

A minha esposa, Amanda Maria, por ser compreensiva nos momentos em que a minha ausência foi necessária e pelas palavras de amor, carinho e estímulos.

Aos Professores Maurício Beltrão Rossier Correia e Montiê Alves Vitorino pela oportunidade concedida, orientações e ensinamentos ao decorrer deste trabalho.

Agradeço à Coordenação de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica da UFCG, pelo suporte dado neste Trabalho e a CAPES, pelo apoio financeiro.

Aos membros da banca examinadora, prof. Alexandre O. Cunha e ao prof. Antônio Marcus, por terem aceitado o convite e a contribuição agregada ao trabalho.

Aos amigos e colegas Emanuel, Diego, Louelson, Roger, Ayslan e Gregory pelo companheirismo e ajuda no decorrer do meu trabalho.

Por fim, agradeço a todos que de alguma forma contribuíram para a o meu desenvolvimento pessoal e acadêmico.

RESUMO

Este trabalho trata da aplicação da geração fotovoltaica residencial associada à utilização de banco de baterias com a finalidade de reduzir a elevação e variação da potência injetada na rede. Dessa forma o sistema de armazenamento é utilizado para absorver a energia excedente imposta pela geração ao longo do dia fornecendo ou absorvendo potência constante a rede elétrica. Diante desta abordagem, este trabalho tem por objetivo descrever e analisar estratégias de controle em sistemas FV associadas ao controle de carga e descarga de um banco de baterias chumbo-ácido associadas em série, para reduzir a alta potência injetada na rede, devido ao fato que o pico de geração, muitas vezes não coincide com o horário de pico de consumo. Foram apresentadas topologias convencionais para este tipo de sistema e partir da escolha de uma topologia genérica, foi obtido a modelagem do sistema FV/Bateria conectado a rede elétrica para obter as funções de transferência e respectivas malhas de controle da planta. Na sequência foi feita uma avaliação das estratégias de controle aplicadas, gerando resultados por simulação e experimentais que validam as estratégias analisadas. Para avaliar a redução da potência injetada na rede com a inserção do sistema de armazenamento, foi descrito um modelo simplificado da rede de BT. Os resultados obtidos via simulação comprovaram que foi possível regular adequadamente o fluxo de potência dos painéis para as baterias e a rede elétrica, como também reduzir a variação e elevação da potência na rede, gerada pela mudança dos níveis de irradiação. Como consequência desta ação foi evidenciada também a redução da elevação da tensão no Ponto de Acoplamento comum (PAC).

Palavras chaves: Geração Fotovoltaica. Sistema de armazenamento de energia. Geração distribuída. Controle do fluxo de potência.

ABSTRACT

This work deals with the application of residential photovoltaic generation associated with the use of battery banks with the purpose of reducing the elevation and variation of the injected power in the network. In this way the storage system is used to absorb the surplus energy imposed by the generation during the day supplying or absorbing constant power to the electrical network. In this approach, this work aims to describe and analyze control strategies in PV systems associated with the control of load and discharge of a bank of lead-acid batteries associated in series, to reduce the high power injected in the network, due to the fact that The generation peak often does not coincide with peak consumption times. It was presented the conventional topologies for this type of system and from the choice of a generic topology, was obtained to the modeling of the FV / Battery system connected to the electrical network to obtain the transfer functions and respective control meshes of the plant. An evaluation of the applied control strategies was carried out, generating simulation and experimental results that validate the analyzed strategies. To evaluate the reduction of the injected power in the network with the insertion of the storage system, a simplified model of the LV network was described. The results obtained through simulation showed that it was possible to adequately regulate the power flow of the panels to the batteries and to the electrical network, as well as to reduce the variation and increase of the power in the network, generated by the change of the irradiation levels. As a consequence of this action was also evidenced to the reduction of the voltage increase at the Common Coupling Point (PAC).

Keywords: Photovoltaic generation, storage systems, Microgrid, Power flow control.

SUMÁRIO

Agradecimentos	v
Resumo	vi
Abstract.....	vii
Sumário.....	viii
Lista de tabelas	xi
Lista de figuras	xii
Lista de Siglas e Abreviaturas	xv
1. Introdução Geral	16
1.1. Justificativa	17
1.2. Objetivos	17
1.3. Organização do trabalho	18
2. Revisão Bibliográfica	19
2.1. Configuração do Sistema fotovoltaico (FV)	19
2.2. Configuração do sistema Fotovoltaico com bateria conectado a rede elétrica. ..	20
2.3. Aplicação de Conversores Estáticos de Potência.....	22
2.4. Integração da Microgeração à rede elétrica	22
2.4.1. Inserção dos sistemas de microgeração FV na rede de distribuição	24
3. Modelo do sistema híbrido (FV/Bateria) conectado a rede	25
3.1. Arranjo Fotovoltaico	25
3.1.1. Rastreamento do Ponto de Maxima Potência – MPPT	28
3.2. Dimensionamento do sistema FV com banco de baterias.....	30
3.3. Conversor CC-CC <i>Boost</i>	34
3.3.1. Simulação: conversor <i>boost</i> com algoritmo P&O	36
3.4. Conversor CC-CC <i>BuckBoost</i>	37
3.4.1. Modelagem e controle do conversor CC-CC bidirecional	38
3.4.2. Modelos do banco de baterias	44
3.4.3. Modelo a circuito elétrico equivalente	45
3.4.4. Simulação: conversor <i>buckboost</i> com banco de baterias	47
3.5. Conexão do sistema híbrido (FV/Bateria) com a rede elétrica	49
3.5.1. Inversor CC-CA	49

3.5.2. PLL baseado na geração de sinais em quadratura.....	51
3.5.3. Modelagem e Controle de corrente do conversor CC-CA	53
3.5.4. Modelagem para controle da tensão do barramento.....	55
3.6. Considerações	56
4. Estratégias de Controle Fluxo de Potência.....	57
4.1. Regulamento para sistemas de Microgeração conectado a rede.	57
4.1.1. Tensão da rede elétrica	58
4.1.2. Taxa de distorção harmônica de corrente injetada na rede	58
4.2. Estratégia de controle para Sistema FV sem banco de baterias.	59
4.2.1. Controle da Potência injetada na rede	60
4.2.2. Controlador P Ressonante	62
4.2.3. Controle da tensão do barramento.....	64
4.2.4. Simulação: sistema de geração FV sem banco de baterias	65
4.3. Estratégia de controle do sistema FV com banco de baterias.	70
4.3.1. Controlador do sistema FV com banco de baterias.....	71
4.4. Supervisor e modos de operação do sistema.....	73
4.4.1. Modo I: Controle ($P_{rede} = const$).....	73
4.4.2. Modo II: Controle ($P_{bat} = const$).....	75
4.4.3. Modo III: Controle ($f_p = 1$)	77
4.4.4. Chaveamento entre os modos de operação.....	78
4.4.5. Simulação: Transição entre os Métodos I, II e III.	79
4.4.6. Simulação: sistema de geração FV com banco de baterias	80
4.5. Estratégia de controle para Sistema FV com baterias no modo ilhado.....	83
4.5.1. Simulação: sistema de geração FV com bateria no modo ilhado.....	85
4.6. Considerações	86
5. Resultados Experimentais	87
5.1. Resultados Experimentais	89
5.1.1. Resultados: Método II: Controle ($P_{bat} = const$).....	89
5.1.2. Resultados: Método III: Controle ($P_{rede} = const$).....	92
5.2. Considerações	95
6. Conexão de sistema FV na rede de distribuição em BT.....	96
6.1. Metodologia de avaliação	96
6.1.1. Caracterização do perfil de irradiação aplicado ao sistema FV	97

6.2. Avaliação dos impactos da MG na rede em BT.....	99
6.2.1. Sistemas fotovoltaicos distribuídos na rede em BT	100
6.2.2. Avaliação dos resultados obtidos via simulação	100
6.3. Considerações	104
7. Conclusões.....	105
7.1. Proposta de Trabalhos Futuros.....	105
Referências bibliográficas	107
Anexo A: Rotina de simulação dos painéis FV	110
Anexo B: Rotina para dimensionamento dos componentes do sistema	111
Anexo C: Rotina do código para aplicação dos métodos de controle propostos.....	114

LISTA DE TABELAS

Tabela 3.1: Parâmetros elétricos e mecânicos de um módulo FV comercial.....	27
Tabela 3.2: Dimensionamento do conversor <i>Boost</i>	33
Tabela 3.3: Especificações do banco de baterias.....	44
Tabela 3.4: Especificações do conversor <i>BuckBoost</i>	44
Tabela 4.1: Características operacionais de tensão da rede.....	50
Tabela 4.2: Limites de distorção da corrente para sistemas de distribuição.....	51
Tabela 4.3: Especificações do sistema de geração.....	58
Tabela 4.4: Especificações para o cálculo do filtro.....	60
Tabela 4.5: Ganhos do controlador PI para o conversor <i>buckboost</i>	60
Tabela 6.1: Impactos dos transitórios de nuvem segundo sua duração (LOPES, 2015)....	93
Tabela 6.2: Parâmetros de caracterização das nuvens.....	94

LISTA DE FIGURAS

Fig. 2.1 Sistema fotovoltaico com unico estágio.....	18
Fig. 2.2 Sistema fotovoltaico com dois estágios	19
Fig. 2.3 Configuração do sistema fotovoltaico com bateria conectado a rede elétrica	19
Fig. 2.4 Topologia do sistema fotovoltaico com bateria conectado a rede elétrica.....	20
Fig. 2.5 Rede com a inserção de sistemas de Micro geração (FV/Bateria).....	23
Fig. 3.1 Modelo matemático de uma célula PV com diodo único	24
Fig. 3.2 Curvas características de um painel fotovoltaico para vários valores de radiação solar e temperatura igual a 25°C. (a) Curva $V_{pv} \times I_{pv}$ e (b) curva $V_{pv} \times P_{pv}$	25
Fig. 3.3 Curvas características de um painel fotovoltaico para vários valores de temperatura e radiação solar igual a 1000 W/m². (a) Curva $V_{pv} \times I_{pv}$ e (b) Curva $V_{pv} \times P_{pv}$	26
Fig. 3.4 Controle do conversor <i>Boost</i>	27
Fig. 3.5 Curvas $I_{pv} \times V_{pv}$ e $P_{pv} \times V_{pv}$	27
Fig. 3.6 Fluxograma do algoritmo de <i>MPPT</i> P&O	28
Fig. 3.7 Variação de potência do algoritmo de <i>MPPT</i> P&O	29
Fig. 3.8 Mapa de irradiação solar (SWERA, 2015)	30
Fig. 3.9 Conversor elevador (<i>boost</i>)	31
Fig. 3.10 Modo de condução contínua	32
Fig. 3.11 Perfil de radiação gerado para testes das técnicas de MPPT.....	33
Fig. 3.12 Potência dos painéis fotovoltaicos com algoritmo P&O.....	33
Fig. 3.13 Conversor <i>buckBoost</i>	34
Fig. 3.14 Estados de operação em modo elevador do conversor CC/CC bidirecional.....	35
Fig. 3.15 Estados de operação em modo abaixador do conversor CC/CC bidirecional.....	35
Fig. 3.16 Controle por referencial de corrente.....	38
Fig. 3.17 Controle por referencial de tensão	39
Fig. 3.18 Controle por referencial de tensão simplificado	40
Fig. 3.19 Parâmetros para simulação da bateria no Simulink	42
Fig. 3.20 Bloco do modelo da bateria chumbo ácido	43
Fig. 3.21 Curva de carga e descarga com referencial de corrente	45
Fig. 3.22 Curva de carga e descarga com referencial de tensão	45
Fig. 3.23 Inversor CC-CA monofásico	46
Fig. 2.24 Filtro LCL	47

Fig. 3.25 Resposta em frequência genérica para um filtro LCL.....	47
Fig. 3.26 Filtro LCL com capacitor C_f	48
Fig. 2.27 Diagrama de blocos do PLL (REMUS TEODORESCU, 2011).....	49
Fig. 3.28 Representação do circuito elétrico para o modelo médio	50
Fig. 3.29 Diagrama de blocos da planta (REMUS TEODORESCU, 2011)	50
Fig. 3.30 Malha de controle de corrente do inversor.....	51
Fig. 3.31 Diagrama para obter a malha de controle de tensão do barramento	52
Fig. 4.1 Diagrama do fluxo de potência do sistema FV	57
Fig. 4.2 Controle do MPPT para o conversor <i>boost</i>	57
Fig. 4.3 Malha de controle de corrente do inversor.....	58
Fig. 4.4 Resposta em frequência do controlador P-RES	59
Fig. 4.5 Resposta em frequência do controlador P-RES não ideal.....	60
Fig. 4.6 Malha de controle da tensão do barramento CC	61
Fig. 4.7 Malha simplificada de controle da tensão do barramento CC	61
Fig. 4.8 Topologia do sistema de geração FV sem bateria.....	62
Fig. 4.9 Perfil de irradiação utilizado para simulação	65
Fig. 4.10 Potência gerada e potência injetada na rede.....	65
Fig. 4.11 Variação da corrente injetada na rede	65
Fig. 4.12 Tensão no barramento CC.....	66
Fig. 4.13 THD de corrente no PAC.....	66
Fig. 4.14 Gráfico da THD de corrente no PAC	67
Fig. 4.15 Fluxograma dos modos de operação do conversor <i>buckboost</i>	68
Fig. 4.16 Sistema de geração FV com bateria	70
Fig. 4.17 (a) Malha de controle da potência injetada na rede.....	71
Fig. 4.17 (b) Malha de controle da tensão do barramento.....	71
Fig. 4.18 Malha de controle da tensão do barramento	72
Fig. 4.19 Corrente da bateria	72
Fig. 4.20 Corrente no PAC	72
Fig. 4.21 Gráfico da THD de corrente no PAC	73
Fig. 4.22 Procedimento para recarga do banco de baterias	73
Fig. 4.23 Fluxograma para controle de carregamento do banco de baterias	74
Fig. 4.24 (a) Malha de controle da potência injetada na rede.....	74
Fig. 4.24 (b) Malha de controle da corrente da bateria.....	74
Fig. 4.24 (c) Malha de controle da tensão da bateria.....	74

Fig. 4.25 Controle por referencial de corrente.....	75
Fig. 4.26 Controle por referencial de tensão	75
Fig. 4.27 Diagrama de bloco para o controle ($fp = 1$)	76
Fig. 4.28 Diagrama de bloco para o controle ($P_{bat} = const$)	77
Fig. 4.29 Diagrama de bloco para o controle ($P_{rede} = const$).....	77
Fig. 4.30 Fluxograma do supervisor.....	78
Fig. 4.31 Comportamento do sistema para sequencia de transição: I→III→II.....	78
Fig. 4.32 Comportamento do sistema para sequencia de transição: II→III→I.....	79
Fig. 4.33 Convenção de sinal para direção do fluxo de potência do sistema	80
Fig. 4.34 Malha de controle da tensão na carga	80
Fig. 5.1 Representação do sistema utilizado para simulação e implementação	83
Fig. 5.2 Protótipo do sistema modelado	84
Fig. 5.3 Resultados, método II: degrau de corrente decrescente	85
Fig. 5.4 Resultados, método II: degrau de corrente crescente	86
Fig. 5.5 Resultados, método II: transição decrescente	86
Fig. 5.6 Resultados, método II: transição crescente	86
Fig. 5.7 Resultados, método II: degraus de corrente decrescente e crescente.....	87
Fig. 5.8 Resultados, método II: transições decrescente e crescente	87
Fig. 5.9 Resultados, método II: degraus de tensão crescente e decrescente.....	88
Fig. 5.10 Resultados, método III: degrau de corrente decrescente.....	88
Fig. 5.11 Resultados, método III: degrau de corrente crescente.....	89
Fig. 5.12 Resultados, método II: transição decrescente e crescente.....	89
Fig. 5.13 Resultados, método III: degrau de corrente decrescente e crescente	90
Fig. 5.14 Resultados, método III: transições decrescente e crescente.....	90
Fig. 6.1 Potência ativa gerada por painéis solares (LOPES et al., 2015)	93
Fig. 6.2 Perfil de irradiação em painéis solares (LEIAM).....	94
Fig. 6.3 Amostra do perfil de irradiação (LEIAM)	94
Fig. 6.4 Sistema de distribuição com geração FV concentrada.....	95
Fig. 6.5 Sistema de distribuição com geradores FVs distribuídos.....	96
Fig. 6.6 Potência total gerada pelas unidade de MG	97
Fig. 6.7 Variação de tensão nas barras do sistema	98
Fig. 6.8 Tensão aplicada a carga <i>ca</i> isolada	98
Fig. 6.9 Variação da potência na barra terminal.....	99

LISTA DE SIGLAS E ABREVIATURAS

BT	-	Baixa tensão
CA	-	Corrente alternada
CC	-	Corrente continua
CI	-	Condutância Incremental
CV	-	Tensão Contante
FV	-	Fotovoltaico
<i>IEEE</i>	-	Institute of Eletrical and Eletronics Engineers
LEIAM	-	Laboratório de Acionamentos e Máquinas
MCC	-	Modo Contínuo de Condução
MDC	-	Modo Descontínuo de Condução
MG	-	Micro Geração
<i>MPPT</i>	-	Maximum Power Point Tracker
PAC	-	Ponto de Acoplamento Comum
P&O	-	Perturba e Observa
PI	-	Proporcional e Integral
<i>PLL</i>	-	Phase Locked Loop
PMP	-	Ponto de Máxima Potência
PRES	-	Proporcional Ressonante
<i>PWM</i>	-	Pulse Width Modulation
<i>SOC</i>	-	<i>State of Charge</i>
<i>SPS</i>	-	SimPowerSystem
TD	-	Transformador de Distribuição
TDH	-	Taxa de distorção harmônica

1. INTRODUÇÃO GERAL

Atualmente, a geração de energia através de fontes renováveis tem se tornado cada vez mais atrativa, devido a questões como a escassez de fontes de energia convencionais e o incentivo a produção de energias ditas “limpas”. Nesse contexto, as gerações eólicas e fotovoltaicas aparecem como as fontes mais promissoras. A geração através de painéis fotovoltaicos vem assumindo um papel cada vez mais importante como uma fonte de energia renovável por oferecer inúmeras vantagens, como: configuração simples, alocação fácil, livre de poluição.

A microgeração (MG) através de painéis fotovoltaicos (FVs) também tem sido aplicada com objetivo de ampliar e diversificar a matriz energética, no entanto a desvantagem é que a geração fotovoltaica é intermitente, depende das condições meteorológicas e como os painéis fotovoltaicos não possuem inércia a quaisquer variações associadas com a passagem de nuvens sobre o local instalado, mudanças rápidas e significativas podem ocorrer na potência gerada (DING et al., 2010) e (LOPES et al., 2015).

Com o aumento da inserção dos geradores fotovoltaico no sistema elétrico, surge a necessidade de adaptar a rede elétrica para comportar as variações resultantes da potência gerada, porém, como ainda não há um consenso sobre os reais impactos e a melhor solução, alguns países que já possuem uma grande quantidade de geradores fotovoltaicos inseridos na rede elétrica adotam medidas conservadoras, como por exemplo, interromper a geração fotovoltaica quando se atinge níveis elevados de irradiação (LOPES et al., 2015). Em (ALAM et al., 2012) é proposto à redução de potência ativa e absorção de potência reativa como alternativa para a redução da elevação de tensão na rede.

Em (AGELIDIS et al., 2013), diferentes métodos de controle de fluxo da geração FV visam regular a tensão em redes de distribuição de energia, tais como: redução de potência ativa, controle de potência reativa, utilização de baterias para absorver o excesso de potência ativa entre outros.

Segundo (HILL et al., 2012) e (PEREZ et al., 2015) uma alternativa que visa a não interrupção da geração fotovoltaica nos picos de geração e a mitigação dos impactos que afetam a qualidade de energia, é a utilização de elementos armazenadores para fornecer energia de forma estável, reduzindo assim as variações de potência injetada na rede.

Em (DIAS et al., 2016), são propostas duas técnicas de controle de fluxo de potência utilizando banco de baterias chumbo-ácido, tais técnicas tem como finalidade reduzir ou eliminar as variações de potência originadas pela variação de irradiação solar incidente nos painéis FV.

Para que seja possível a inserção do sistema FV juntamente com o banco de baterias se faz necessário à utilização de dispositivos eletrônicos para fazer o processamento da energia elétrica gerada pelos geradores FV e armazenada no banco de baterias, dessa forma conversores estáticos de potência são utilizados como uma interface para transferir a energia entre os componentes do sistema e a rede elétrica.

Diante deste cenário este trabalho faz uma descrição e análise das estratégias de controle em sistemas FV associadas ao controle do estado de carregamento do banco de baterias (*SOC*, do inglês *State of Charge*), com o objetivo de estabilizar o fluxo de potência entre geração e consumo. Também é utilizado um modelo de rede de distribuição para comprovar a estabilidade do fluxo de potência entre geração FV, baterias e rede, como também reduzir a elevação da tensão na rede elétrica.

1.1. Justificativa

Devido ao grande interesse pela utilização de fontes renováveis e a inserção de geradores FV cada vez maior nos sistemas de distribuição de energia secundária, surge à necessidade de estudar os sistemas FV associados ao sistema de armazenamento e/ou outras fontes de energia para melhoria da qualidade de energia da rede elétrica.

Nesse contexto soluções envolvendo elementos armazenadores de energia em sistemas de geração FV devem ser desenvolvidas para o gerenciamento do fluxo de potência entre geração FV e rede elétrica.

1.2. Objetivos

O presente trabalho tem por objetivo descrever e analisar estratégias de controle em sistemas FV associadas ao controle de carga e descarga do banco de baterias para compatibilizar a geração com relação à demanda, na situação em que o pico de geração, não coincida com o pico de consumo.

Para isto foram abordados os seguintes objetivos específicos:

- Obter o modelo do sistema de geração híbrido (FV/Bateria) baseado em uma topologia genérica para aplicar as estratégias de controle.

- A partir da modelagem do sistema, obter as malhas de controle e aplicar as estratégias de controle propostas.
- Validar as estratégias de controle abordadas por meio de simulações e resultados experimentais e avaliar a aplicação das mesmas.
- A partir de um modelo da rede de distribuição avaliar o impacto da redução da potência injetada na rede.
- Comparar através de simulação os impactos na rede elétrica gerados por sistemas FV sem baterias, sistemas FV com baterias considerando as estratégias obtidas.

1.3. Organização do trabalho

No capítulo 1 destaca-se a parte introdutória do assunto, onde se evidencia a justificativa, a delimitação do problema e os objetivos almejados, classificados em geral e específicos.

O Capítulo 2 trás o estado da arte dos sistemas FV e híbridos, abordando as configurações e topologias mais usuais para o sistema. Delimita ainda aspectos da inserção do sistema de Microgeração na rede elétrica.

No Capítulo 3 aborda-se a modelagem do sistema e projeto dos controladores para obter as malhas de controle, abordando a técnica de MPPT para obter a potência máxima dos painéis fotovoltaicos, controle de carga e descarga do banco de baterias, controle de corrente CA injetada na rede e controle da tensão do barramento CC.

O Capítulo 4 apresenta uma análise das estratégias de controle do sistema FV sem bateria e sistema FV/Bateria, os modos de operação para as condições do “SOC” e os métodos de controle propostos, também é feita uma ressalva sobre a legislação para inserção destes sistemas na rede elétrica.

O Capítulo 5 corresponde à parte experimental, onde são expostos resultados obtidos experimentalmente na bancada de testes que validam os objetivos almejados comparados aos resultados obtidos via simulação.

O Capítulo 6 descreve um modelo simplificado da rede de BT para avaliar a redução da potência injetada na rede, onde se comprova a redução da variação e elevação do fluxo de potência.

E por fim, o capítulo 7 aborda as conclusões do trabalho e sugestões para trabalhos futuros na área de processamento de energia e geração FV.

2. REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

2.1. Configuração do Sistema fotovoltaico (FV)

Sistemas fotovoltaicos são sistemas que geram energia elétrica a partir da captação da energia proveniente da luz solar, onde esta energia é transformada em energia elétrica para atender as diversas demandas. De uma maneira genérica (GUO et al., 2012) afirma que os sistemas de geração FV podem ser classificados de acordo com o tipo de conexão, conectados ou desconectado da rede de distribuição de energia. Quando conectados, os sistemas FVs com o auxílio de outra fonte de energia, também podem operar no modo ilhado (desconectado) de forma estável, ou seja, quando a rede de distribuição está desenergizado o sistema híbrido pode alimentar uma carga ao se desconectar da rede.

Tanto os sistemas fotovoltaicos conectados como isolados da rede elétrica, podem ser classificados com um estágio apenas ou com múltiplos estágios. Esses estágios referem-se aos estágios de conversão de energia que também está relacionado à quantidade de conversores do sistema. Na topologia com um estágio, o arranjo FV é conectado em série com um inversor CC/CA que é conectado a rede, como mostra a Fig. 2.1. Esta topologia oferece algumas desvantagens para a condição de operação do sistema como: a tensão total gerada pelos módulos FV deve ser maior do que o valor de pico da tensão da rede e se tem a necessidade de utilizar capacitores com capacitância bastante elevada, para desacoplar os módulos FV da rede (MORENO, 2010).

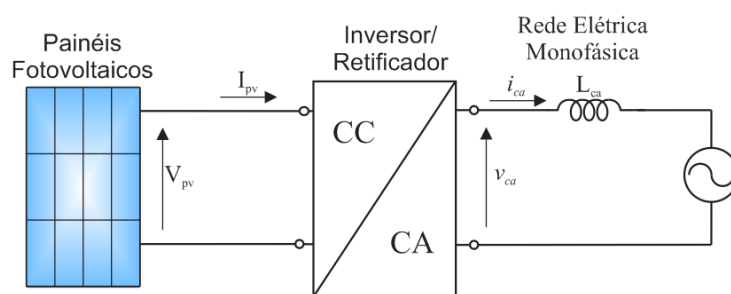


Fig. 2.1 Sistema fotovoltaico com único estágio

O esquema mais comum e que se apresenta na maioria das soluções comerciais normalmente são de dois estágios, onde no primeiro estágio se tem um conversor CC/CC conectando o gerador FV e a saída do conversor CC/CC conectada um inversor CC/CA que os conecta a rede elétrica como mostra a Fig. 2.2.

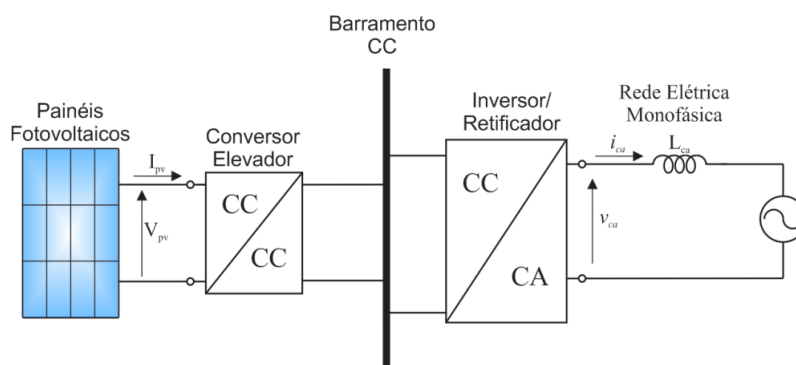


Fig. 2.2 Sistema fotovoltaico com dois estágios

2.2. Configuração do sistema Fotovoltaico com bateria conectado a rede elétrica.

Os sistemas fotovoltaicos com banco de baterias conectado a rede elétrica são normalmente de dois estágios conforme Fig. 2.3, de forma similar a outros sistemas com outras fontes de energia, com a diferença que na geração FV são utilizados algoritmos de controle para o conversor CC/CC para maximizar a captura da potência do módulo, esses algoritmos são chamados de seguidor do ponto de máxima potência (*Maximum Power Point Track*, MPPT) (CARACAS, 2013).

Dessa forma os conversores CC/CC conectam a unidade geradora e o banco de baterias a um barramento CC onde este é conectado a um inversor CC/CA que permite conectar o sistema a rede elétrica.

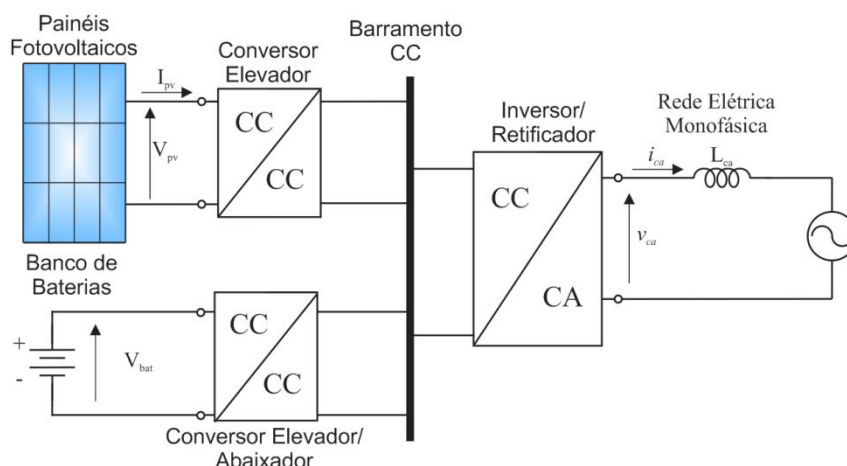


Fig. 2.3 Configuração do sistema fotovoltaico com bateria conectado a rede elétrica

Uma topologia genérica do sistema de geração FV com baterias é apresentada na Fig. 2.4 onde se observa que o mesmo é constituído por um conversor CC/CC *boost* com a chave semicondutora controlada com algoritmo de rastreamento do ponto de potência máxima (MPPT). O conversor conectado ao banco baterias é o *buckboost* bidirecional, que também é conectado ao barramento CC da mesma forma que o conversor *boost*. O

conversor *buckboost* é controlado levando-se em consideração o *SOC* do banco de baterias. Para conectar o sistema FV/Bateria a rede elétrica é inserido um inversor CC/CA, juntamente com um filtro para sintetizar o sinal de saída do inversor próximo a uma senoide. O inversor é controlado a partir da sincronização do sinal de tensão da rede adicionando-se um sinal de referência, como será explicado mais adiante.

Todas as topologias abordadas anteriormente podem ser constituídas ou não de um transformador entre o sistema e a rede, para promover o isolamento e elevar a tensão em alguns casos onde o nível de tensão da rede é superior ao nível de tensão CA gerado, porém se tem como desvantagem as perdas no transformador.

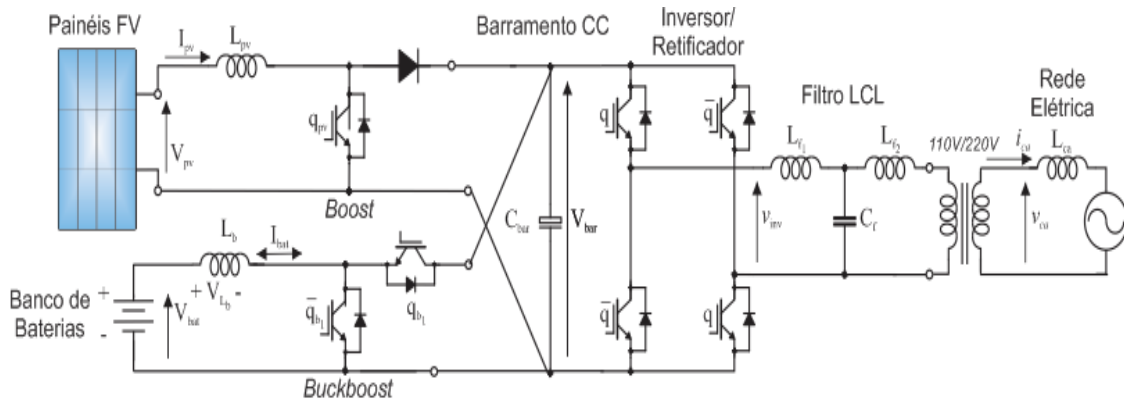


Fig. 2.4. Topologia do sistema fotovoltaico com bateria conectado a rede elétrica

Cada conversor do sistema tem uma variável de controle independente, dessa forma todo o sistema pode funcionar de forma estável e segura desde que seu funcionamento esteja condicionado ao controle do fluxo de potência entre as unidades geradoras e a rede elétrica, conforme eq. (2.1).

$$-P_{PV} + \pm P_{bat} \pm P_{grid} = 0 \quad (2.1)$$

A topologia adotada neste trabalho para descrição das estratégias de controle é uma topologia genérica para sistemas híbridos monofásicos conectados a rede, em (AN; QUOC-TUAN; SEDDIK, 2013) e (JOHNSON et al., 2013) são abordadas outras topologias juntamente com outras fontes de energia, mas foge do escopo deste trabalho onde o estudo se concentra na utilização de uma topologia genérica para descrever as estratégias de controle em sistemas de geração FV associada ao *SOC* do banco de baterias.

Obviamente, um estudo e uma revisão bibliográfica das topologias existentes bem como a realização de uma análise econômica, devem ser feitos para aprofundar os estudos sobre a aplicação destes sistemas. Por ora esta abordagem não pertence ao escopo deste trabalho, mas está incluída nas propostas de trabalhos futuros, visto que seu estudo é

extremamente necessário para o desenvolvimento de técnicas e estratégias de controle que aumentem a eficiência do sistema.

2.3. Aplicação de Conversores Estáticos de Potência

Para a inserção da geração FV na rede elétrica como também adequação da potência elétrica gerada em outra forma desejada é necessário à aplicação de conversores estáticos de potência. Assim é possível adotar estratégias de controle para que os conversores estáticos sejam capazes de elevar ou abaixar a um determinado nível de tensão ou corrente contínua como também transformar tensão contínua em alternada ou alternada em contínua com amplitude e frequência desejadas.

Os conversores estáticos podem operar tanto no modo fonte de tensão como no modo fonte de corrente. No modo fonte de tensão a variável de controle é a tensão de saída do conversor, já no modo fonte de corrente a variável de controle é a corrente na saída do conversor (MORENO, 2010).

Para que possamos realizar o controle a partir das referências de tensão ou corrente é necessário modelar o sistema e obter a malha de controle dos conversores do sistema. Para obter a modelagem dos conversores estáticos de potência aplicados neste trabalho, foi utilizado um modelo conhecido como modelo de chaveamento médio proposto por (MIDDLEBROOK E CUK, 1977).

Em (ZHANG; LAI; YU, 2008), é abordado à modelagem do conversor CC/CC bidirecional. Neste são utilizadas as equações de espaço de estado do conversor com a chave fechada e aberta, fazendo-se a média dos modos de operação usando-se como ponderação o ciclo de trabalho D , *on* e $1 - D$, *off*.

2.4. Integração da Microgeração à rede elétrica

A inserção das novas tecnologias tanto nos sistemas de microgeração como nas cargas ditas “não lineares” tem aumentado a preocupação do operador nacional e, principalmente, das distribuidoras, com a confiabilidade e a estabilidade dos sistemas elétricos. Dessa forma estratégias de controle aplicadas a sistemas FV com baterias são inseridas a unidades de microgeração da rede elétrica para mantê-la em funcionamento, com a devida restrição das cargas alimentadas, para manter a qualidade de energia do sistema (LOPES et al., 2015).

Os sistemas de microgeração, quando ligados à rede através de uma interface eletrônica de potência, devem cumprir recomendações quanto à sua operação,

estabelecidas por normas do *Institute of Electrical and Electronics Engineers (IEEE)* como a *IEEE 1547*, de modo a garantir a qualidade da energia gerada, bem como a estabilidade do próprio sistema de geração local e do sistema de potência ao qual se interconecta.

Condições anormais de operação, como variação de tensão e frequência, são causas para a desconexão entre o sistema de geração local e a rede. Existe, em particular, um modo de operação do sistema de geração local que ocorre quando a alimentação via rede elétrica é desligada e o sistema local de geração mantém-se em operação, chamado de modo de operação “ilhado” (MORENO, 2010).

Devido a estas características, questões relacionadas às estratégias de controle do sistema e os métodos de conexão com a rede elétrica devem ser estudados e discutidos sempre que for discutida a inserção da microgeração na rede elétrica associada a uma fonte auxiliar.

Em (WHITAKER et al., 2008) foram revisados estudos de integração FV desde 1985, os quais abordaram vários aspectos como: o nível permissível de penetração FV, inversão de fluxo de potência, área geografia da instalação, transitório nuvem, economia, capacidade de rampa na geração, regulação de tensão e estabilidade da frequência. Em geral não foram registrados problemas graves. No entanto, com mais unidades de FV integradas no sistema elétrico, problemas na rede elétrica podem ocorrer mais cedo ou mais tarde.

Com relação à mitigação do aumento da elevação da potência injetada na rede, várias soluções utilizando métodos de controle da potência ativa ou reativa de diferentes sistemas híbridos e algoritmos de controle complexos têm sido estudados e são categorizadas em dois grupos: controle do fluxo através da geração FV e controle do fluxo através da rede elétrica.

Dessa forma em (HASHEMI; AGELIDIS, 2013), são abordados alguns métodos para o controle do fluxo através da geração FV:

- Redução de potência (APC)
- Controle de potência reativa (RPC)
- Uso de baterias para o excesso de potência ativa
- Usando da geração FV para o controle da potência Ativa e Reativa

O controle de fluxo através da rede consiste no controle de fornecimento de energia as cargas conectadas. Os mesmos são pouco utilizados devido ao fato das exigências aplicadas aos consumidores com relação ao pico de consumo de energia. Na verdade o que

tem sido feito é incentivar por meio de tarifação reduzida o consumidor a ter um consumo menor nos horários considerados de pico.

2.4.1. Inserção dos sistemas de microgeração FV na rede de distribuição

Com a inserção cada vez maior dos sistemas de microgeração FV nos sistemas secundários de distribuição, novas investigações se fazem necessárias devido à variação e elevação da potência injetada na rede. Dessa forma a microgeração através da geração FV deve ser analisada em vários aspectos, tais como: eficiência, impactos na qualidade de energia, estratégias de controle de fluxo de potência, técnicas para mitigação dos impactos gerados e modos de conexão com a rede.

Para analisar estes aspectos é necessário também obter as características do sistema de distribuição. Em (ALAM *et al.*, 2013) é apresentado o modelo simplificado de um alimentador genérico, conforme ilustrado na Fig. 2.5 onde é permitido demonstrar através de simulação e equacionamento do sistema, que elevações e variações de tensão no PAC podem ocorrer e que essas variações são mais severas nas extremidades dos alimentadores.

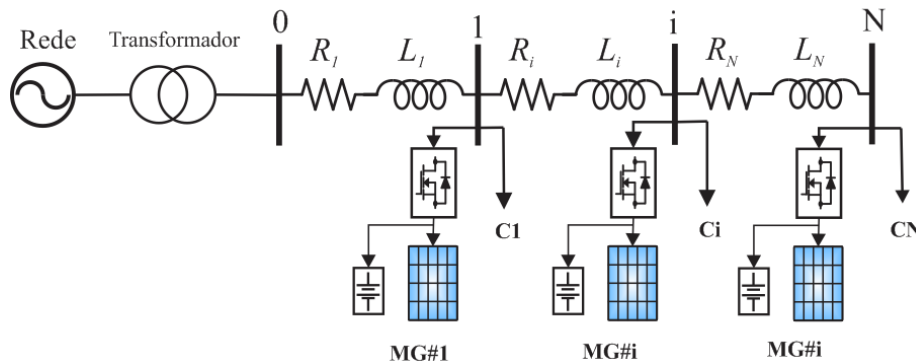


Fig. 2.5. Rede com a inserção de sistemas de Micro geração (FV/Bateria)

Em (WANG *et al.*, 2015) o estudo dos impactos da geração distribuída são realizados considerando o modelo de 13 barras do IEEE, e com o modelo adotado são analisados os impactos do sistema FV e a aplicação de sistemas de armazenamento para mitigar o problema da elevação da tensão no PAC.

Neste trabalho será considerado o modelo simplificado como forma de comprovar a validade dos resultados obtidos, portanto o estudo sobre modelos de redes de distribuição não será aprofundado.

3. MODELO DO SISTEMA HÍBRIDO (FV/BATERIA)

CONECTADO A REDE

Para o estudo das estratégias de controle aplicadas aos conversores inseridos nos sistemas de microgeração FV utilizando banco de baterias, se faz necessário o desenvolvimento do modelo dos componentes do sistema FV/Bateria, considerando os dispositivos de eletrônica de potência presentes, bem como as características dos arranjos fotovoltaicos e o modelo do banco de baterias. Neste capítulo será abordado à modelagem de todo o sistema FV conectado a rede, associado à utilização de banco de baterias para o estudo das estratégias de controle. Dessa forma, é descrito o modelo de uma topologia capaz de executar todas as técnicas de controle em uma mesma base de comparação.

3.1. Arranjo Fotovoltaico

A Célula fotovoltaica é a parte mais básica em um sistema de geração FV, em que através da conexão serie e paralelo se obtêm o painel fotovoltaico. Para simular uma célula fotovoltaica de silício é aplicado o modelo matemático com diodo único, que consiste em uma fonte de corrente I_{ph} , um díodo não linear, e duas resistências internas R_s e R_{sh} , série e paralelo respectivamente, como mostrado na Fig. 3.1 (MURTAZA et al., 2013).

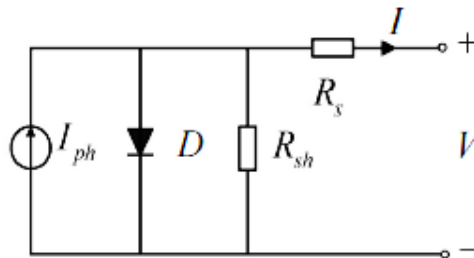


Figura 3.1. Modelo matemático de uma célula PV com diodo único

De acordo com (DING et al., 2010) e (DASH; VERMA, 2014) a relação matemática para a corrente e tensão no único diodo como circuito equivalente pode ser descrita na eq. (3.1):

$$I = I_{ph} - I_s \left(e^{\frac{q(V+IR_s)}{AKT}} - 1 \right) - \frac{V + IR_s}{R_{sh}} \quad (3.1)$$

onde, I_{ph} é a corrente fotovoltaica; I_s , é a corrente de saturação reversa do diodo; q é constante coulomb ($1,602e^{-19}C$); k é a constante de Boltzmann ($1,38e^{-23}J/K$); T é a

temperatura da célula (Kelvin); A é o fator de idealidade da junção P-N; R_s , e R_{sh} são as resistências intrínsecas série e paralela respectivamente.

A corrente I_{ph} esta relacionada com a radiação solar e a temperatura da célula, de acordo com a eq. (3.2):

$$I = \left(\frac{S}{S_{ref}} \right) [I_{ph,ref} + C_T(T - T_{ref})] \quad (3.2)$$

onde, S é a radiação solar incidente (W/m^2); S_{ref} , T_{ref} , $I_{ph,ref}$ é a radiação solar de referência, temperatura absoluta da célula e corrente de curto circuito da célula fotovoltaica, respectivamente e C_T representa o coeficiente de temperatura da corrente de curto circuito. A corrente reversa de saturação varia com a temperatura de acordo com a eq. (3.3).

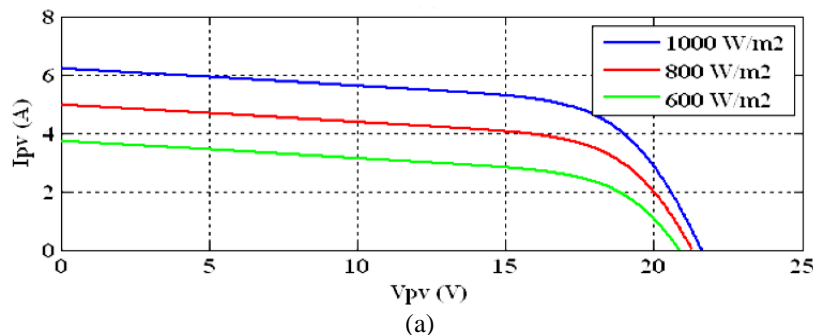
$$I_s = I_{s,ref} \left(\frac{T}{T_{ref}} \right)^3 e^{\left[\frac{qE_g}{AK} \left(\frac{1}{T_{ref}} - \frac{1}{T} \right) \right]} \quad (3.3)$$

Uma célula fotovoltaica trabalhando isoladamente pode produzir no máximo 1,5 W, dessa forma faz-se necessário a associação de várias células, através de ligações séries e paralelas, formando os painéis. O circuito equivalente de um painel fotovoltaico pode ser obtido através da eq. (3.4):

$$I = N_p I_{ph} - N_p I_s \left(e^{\frac{q(V + IR_s)}{AKT}} - 1 \right) - \frac{N_p}{R_s} \left(\frac{V}{N_s} + \frac{IR_s}{N_p} \right) \quad (3.4)$$

onde, N_s e N_p é o número de células em série e em paralelo respectivamente.

As expressões desenvolvidas anteriormente mostram que as características dos painéis fotovoltaicos são influenciadas diretamente por fatores climáticos, tais como, radiação solar e temperatura. Nas Fig. 3.2 (a) e (b) são apresentados gráficos que mostram os efeitos provocados pela variação de radiação solar mantendo-se a temperatura fixa, já as Fig. 3.3 (a) e (b) representam os efeitos provocados pela variação da temperatura mantendo-se a radiação fixa.



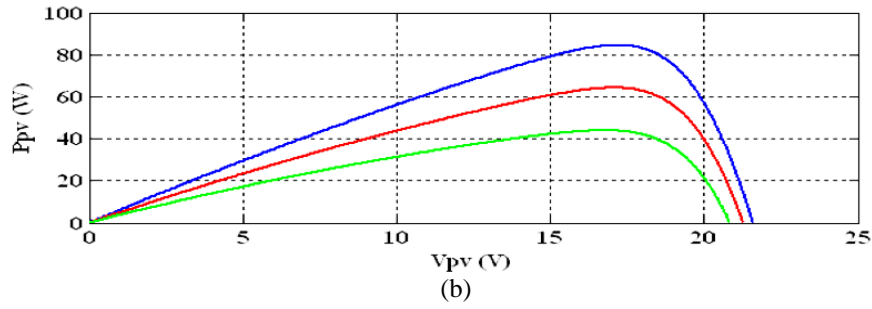


Figura 3.2: Curvas características de um painel fotovoltaico para vários valores de radiação solar e temperatura igual a 25°C. (a) Curva $V_{pv} \times I_{pv}$ e (b) curva $V_{pv} \times P_{pv}$.

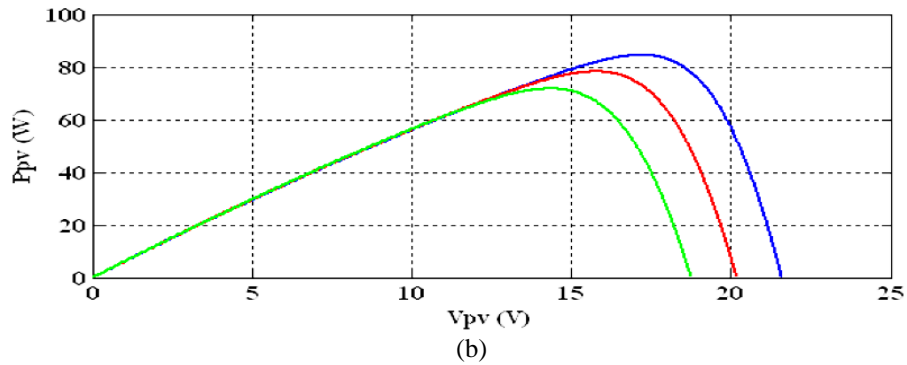
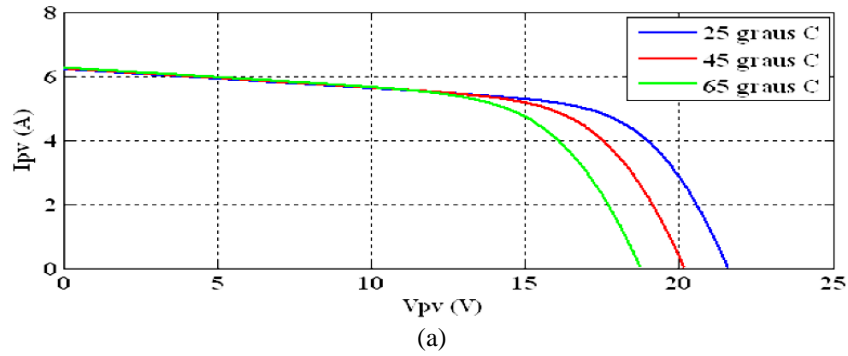


Figura 3.3: Curvas características de um painel fotovoltaico para vários valores de temperatura e radiação solar igual a 1000 W/m². (a) Curva $V_{pv} \times I_{pv}$ e (b) Curva $V_{pv} \times P_{pv}$.

Para cada ponto do gráfico das curvas $V_{pv} \times I_{pv}$, o produto da tensão versus corrente representa a potência gerada pelo painel para uma dada condição de operação que depende de fatores climáticos. Como podemos observar nas curvas $V_{pv} \times P_{pv}$ acima, em um painel fotovoltaico só existe um ponto onde esse produto é máximo. Esse ponto é chamado de Ponto de Máxima Potência (PMP).

A Tabela 3.1 mostra os parâmetros típicos, elétricos e mecânicos, de um módulo FV comercial utilizado no LEIAM- Laboratório de Acionamentos de Máquinas da UFCG. Esses parâmetros são referenciados à condição padrão de testes, com atenção especial para a radiação solar e a temperatura ambiente, no valor nominal de 1000 W/m² e temperatura de 25 °C, respectivamente.

Tabela 3.1: Parâmetros elétricos e mecânicos de um módulo FV comercial

Modelo	KC 120TM
Máxima Potência	120 Watts
Tolerância	+10% / -5%
Voltagem de máxima Potência	16,9 V
Corrente de Máxima Potência	7,10 A
Voltagem de Circuito Aberto	21,5 V
Corrente de Curto-Circuito	7,45 A
Altura	1425 mm
Largura	652 mm
Espessura	56 mm
Peso	11,9 Kg

3.1.1. Rastreamento do Ponto de Maxima Potência – MPPT

Para garantir que o painel sempre esteja operando no PMP, mesmo com variações meteorológicas e variações na carga, é necessário utilizar um conversor CC-CC do tipo elevador e controlar o ciclo de trabalho da chave Fig. 3.4. Isto pode ser feito utilizando as técnicas de rastreamento do ponto de máxima potência, também conhecida como MPPT (do inglês, *Maximum Power Point Tracker*).

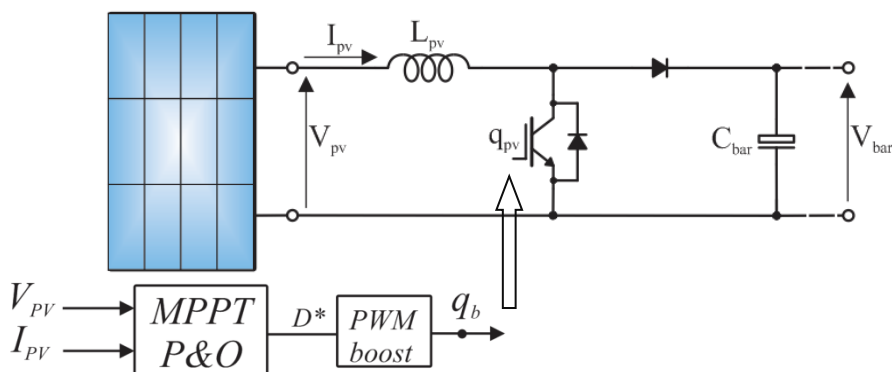
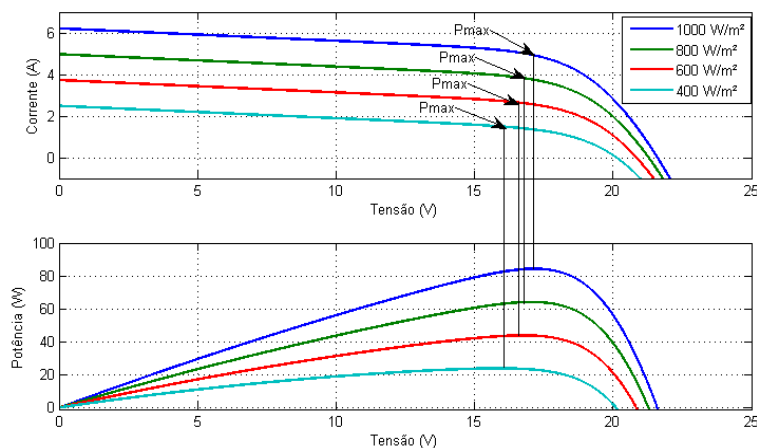


Figura 3.4: Controle do conversor Boost

Na Fig. 3.5 é mostrado o gráfico que representa as curvas $I_{pv} \times V_{pv}$ e $P_{pv} \times V_{pv}$ em que podemos observar a potência máxima do gerador para qualquer insolação.

Figura 3.5: Curvas $I_{pv} \times V_{pv}$ e $P_{pv} \times V_{pv}$

Existem muitos algoritmos MPPT, em (MORENO, 2010) e (DASH et al., 2014) foram realizadas varias comparações entre os principais métodos de MPPT, entre eles o P&O (Perturba e Observa), CV (Tensão Constante) e CI (Condutância Incremental).

Dentre estas técnicas, segundo estudos citados anteriormente a técnica CV se mostrou a mais ineficiente, sendo necessária também a inclusão de outra chave para desconexão periódica dos painéis. Com relação às técnicas CI e P&O, ambas do ponto de vista de eficiência são similares sendo a CI ligeiramente superior, porém devido à simplicidade e a necessidade de menos variáveis medidas a técnica Perturba e Observa (P&O) se apresenta como a mais utilizada. O algoritmo P&O se baseia na medição constante da tensão e da corrente nos terminais do gerador FV, variando constantemente a tensão através da adição de uma pequena perturbação (ΔD), e em seguida, observando-se as alterações para determinar o sinal de controle. Se a perturbação produz um aumento da potência na geração PV, a perturbação vai continuar na mesma direção no passo seguinte, caso contrário, a direção da perturbação vai ser invertida. O fluxograma para este algoritmo é observado na Fig. 3.6.

Após o incremento é feita a variação do ciclo de trabalho do conversor, logo ao se variar o ciclo de trabalho, varia-se a tensão de saída do painel fotovoltaico, variando o ponto de operação dele. Visualmente, o algoritmo percorre o gráfico de tensão versus potência do painel fotovoltaico buscando sempre o ponto de máxima potência (*Maximum Power Point - MPP*), Fig. 3.7.

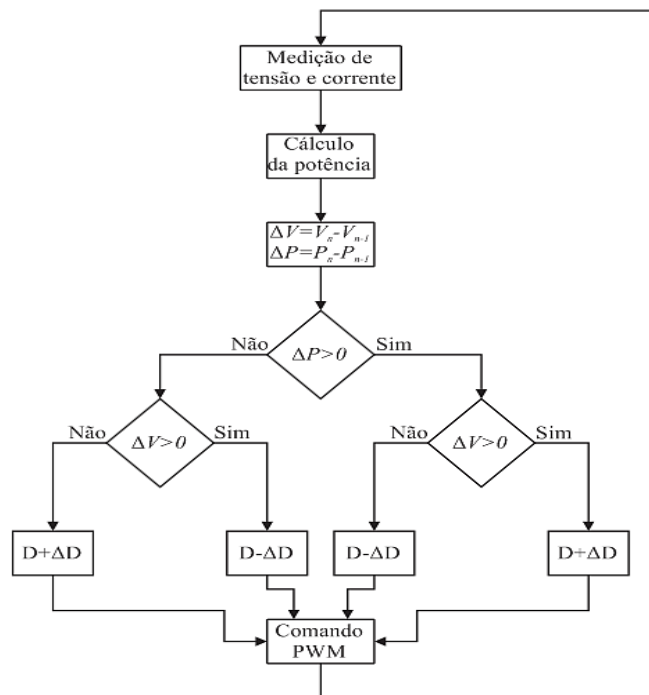


Figura 3.6: Fluxograma do algoritmo de MPPT P&O.

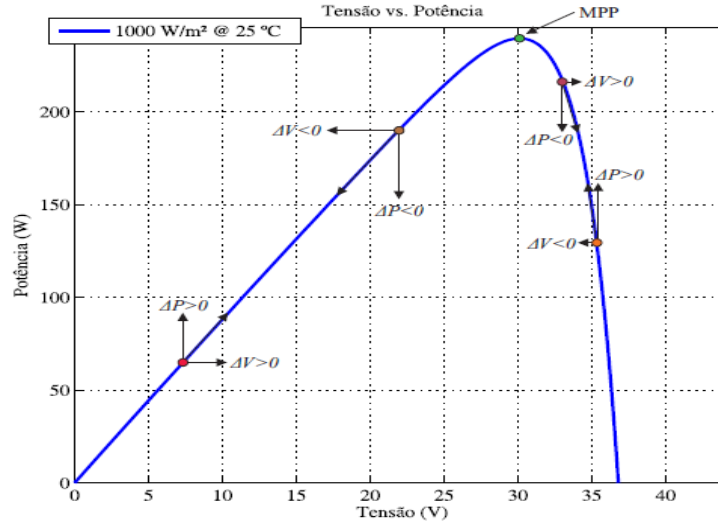


Figura 3.7: Variação de potência do algoritmo de MPPT P&O

3.2. Dimensionamento do sistema FV com banco de baterias

Para realizar o dimensionamento primeiramente é necessário fazer o levantamento das variáveis existentes, analisar o local onde o sistema será implantado, a carga que será alimentada e posteriormente a partir destes dados obter o dimensionamento dos componentes do sistema. O procedimento compreende quatro etapas, as variáveis obtidas para realizar o dimensionamento do sistema estão especificadas na Fig. 3.8.

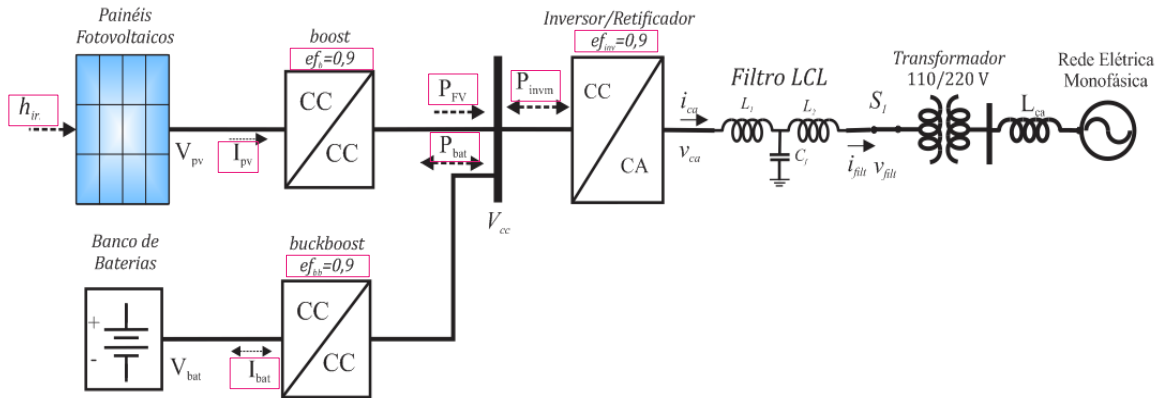


Figura 3.8: Diagrama dos componentes do sistema FV com banco de baterias

Dessa forma é necessário seguir um procedimento como especificado abaixo:

- 1 Avaliação dos níveis de radiação solar do local;
- 2 Especificar a demanda da carga e capacidade de geração;
- 3 Dimensionamento da capacidade do banco de bateria;
- 4 Especificar os principais componentes do sistema;

Cada uma das etapas é descrita a seguir:

1 Avaliação dos níveis de radiação solar do local

De acordo com (SEGUEL, 2008) para avaliar a irradiação do local onde o sistema híbrido será inserido, faz-se necessário obter parâmetros de irradiação solar do local para identificar a média anual de irradiação, para isto existem mapas solares onde através deles pode-se obter esses dados.

Na Fig. 3.9 é observado o mapa de energia solar da “SWERA” que reúne um conjunto de dados dos recursos de energia solar e ferramentas de análise a partir de uma série de organizações internacionais. Estes dados podem ser obtidos para o local ao qual se deseja instalar o sistema de geração FV.

Foi considerada uma irradiação diária média (h_{ir}) em Campina Grande-PB referente ao mês de maio de $h_{ir} = 4,55 \text{ h/dia}$.

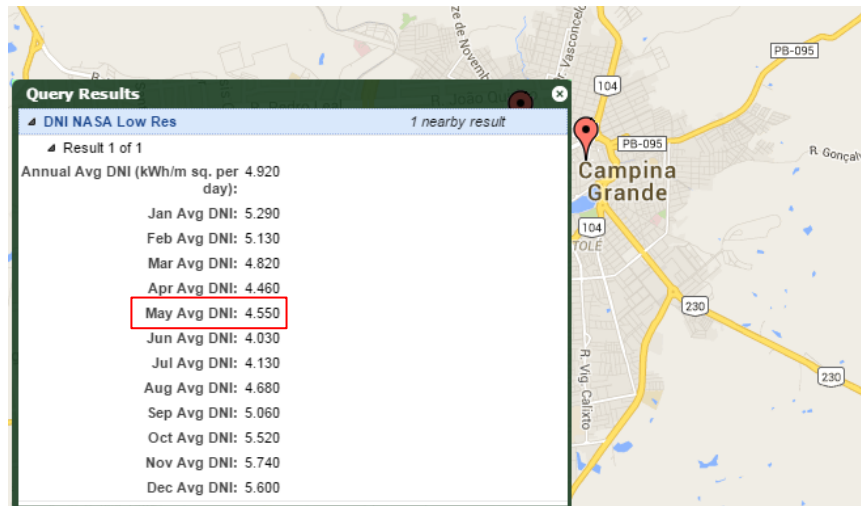


Figura 3.9: Mapa de irradiação solar (SWERA, 2015)

2 Especificar a demanda da carga e capacidade de geração

O dimensionamento do sistema FV é realizado segundo padrões estabelecidos no mercado a depender da energia consumida pela carga local mensalmente sendo obtido através da eq. (3.5)

Supondo o consumo médio de energia de uma residência de médio porte, de aproximadamente $E_{(kWh/mês)} = 250 \text{ kWh/mês}$, considerando $n_d = 30 \text{ dias}$, a eficiência do conversor *boost* $ef_b = 0,9$ e a irradiação média (h_{ir}) estipulada, é possível obter a potência máxima do arranjo a partir da eq. (3.5)

$$P_{FV} = \frac{E_{(kWh/mês)}}{ef_b \cdot n_d \cdot h_{ir}} \quad (3.5)$$

onde:

$P_{FV(kW)}$: potência máxima que o arranjo deve fornecer em kW;

$E_{(kWh/mês)}$: energia consumida pela carga local em um mês;

ef_b : eficiência do conversor *boost*;

n_d : quantidade de dias do mês;

h_{ir} : horas de geração média para obter 1000 W/m².

Dessa forma temos:

$$P_{FV} = \frac{250}{0,9.30.4,55} = 2,03 \text{ kW}$$

Para obter a potência especificada foi obtido um arranjo com 16 painéis onde cada painel do modelo KC 120 TM fornece uma potência de $P_{painel} = 120 \text{ Wp}$, segundo especificações do fabricante.

Os o conjunto de painéis pode ser associado em um arranjo serie paralelo, dessa forma recomenda-se a associação de no mínimo duas *strings* em paralelo caso ocorra algum problema em alguma das conexões em série (SEGUEL, 2008). Para isto foi determinado a associação de duas *strings* com 8 painéis cada.

Como o banco de baterias nunca irá fornecer energia para o barramento quando o sistema FV estiver gerando a máxima potência, em (SEGUEL, 2008) é especificado que a potência do inversor deve ser obtida com uma margem de segurança de 25% acima da máxima geração dos painéis (P_{FV}), logo: $P_{inv} = 2,5 \text{ kW}$.

3 Dimensionamento da capacidade do banco de bateria

A carga especificada anteriormente tem um consumo de 250 kWh/mês o que equivale a $E_{(W/dia)} = 8,3 \text{ kWh/dia}$. O banco de baterias tem a finalidade de complementar à energia fornecida pela geração FV nos horários de pico de consumo.

Segundo (BASTOS et al., 2013) normalmente o ciclo de vida de uma baterias de chumbo ácido é de 2500 ciclos para profundidade de descarga até 80% da capacidade e 1200 ciclos para profundidade de até 50% de descarga, onde também é considerado as perdas pelo processo de carga e descarga e a profundidade de descarga, que está diretamente ligado ao ciclo de vida da bateria.

Para este caso, considerando a análise descrita em (Freitas et al., 2008), é determinado uma profundidade de descarga igual a $Pr_{desc} = 0,7$ e as perdas no conversor igual a 0,9. Também foi especificado uma autonomia de 6 horas e 30 minutos, para o caso de falta de

energia e corte na geração fotovoltaica, dessa forma a partir da eq. (3.6) é obtida a capacidade desejada do banco de baterias:

$$Cap_{bat} = \frac{E_{(W/dia)} \cdot n_{h/24h}}{Pr_{desc} \cdot ef_{bb}} \quad (3.6)$$

onde:

Cap_{bat} : Capacidade do banco de baterias;

$E_{(W/dia)}$: energia consumida pela carga local em um dia;

$n_{h/24h}$: fração de horas em relação a 24h referente a um dia;

ef_{bb} : eficiência do conversor *buckboost*;

Pr_{desc} : profundidade de descarga do banco de baterias.

Dessa forma temos:

$$Cap_{bat} = \frac{(250 \times 10^3 / 30) \cdot (6,5 / 24)}{0,7 \cdot 0,9} = 3,568 \text{ kWh} \quad (3.7)$$

Considerando a utilização de baterias chumbo-ácido com 12 V e capacidade de 60 Ah, será necessário um conjunto de 5 baterias, totalizando 300 Ah ou de forma equivalente 3600 Wh. Dessa forma observa-se que a corrente máxima será de 9,23 A, conforme eq. (3.8).

$$I_{bat} = \frac{60 \text{ Ah}}{6,5 \text{ h}} = 9,23 \text{ A} \quad (3.8)$$

Pela eq. (3.8) observa-se que quanto maior o tempo que a bateria fornece ou absorve corrente, menor será a corrente imposta mesma.

4 Especificação dos principais componentes do sistema

Analisando as características elétricas dos painéis e da *string* formada por eles, determina-se para o arranjo a máxima tensão CC de entrada do conversor *boost* $V_{FV} = 168 \text{ V}$. A mínima tensão de operação do conversor corresponde à menor tensão CC em que o arranjo FV ainda é capaz gerar energia considerando sua ligação em série. Geralmente, o $V_{MPP_{Min}}$ (tensão mínima do MPP) dos módulos FV encontra-se na faixa de 12 V a 13V para radiações de 100 W/m² (10% da radiação nominal de 1000 W/m²). Para 8 painéis conectados em série, define-se a mínima tensão de operação do inversor em 96 V, o equivalente ao $V_{MPP_{Min}}$.

A tabela 3.2 resume as especificações do sistema de geração FV/Bateria.

Tabela 3.2: Especificações do sistema de geração FV/Bateria

Especificações	Sistema FV
$P_{fv(max)}$	2,03 kW
$V_{fv(max)}$	168 A
$I_{fv(max)}$	7,45 A
ef_b	0,9
Especificações	Baterias
n_{bat}	5 baterias
C_{bat}	3,6 kWh
V_{bat}	60 V
I_{bat}	12 A
ef_{bb}	0,9
Especificações	Carga
$E_{(kWh/mês)}$	250 kWh/mês
Especificações	Inversor
$P_{inv(min)}$	2,5 kW

onde:

$P_{FV(max)}$: potência máxima do sistema FV;

$V_{fv(max)}$: tensão máxima do sistema FV;

$I_{fv(max)}$: corrente máxima do sistema FV;

ef_b : eficiência do conversor boost;

n_{bat} : número de baterias;

C_{bat} : Capacidade do banco de baterias;

V_{bat} : tensão do banco de baterias;

I_{bat} : corrente máxima imposta ao banco de baterias;

ef_{bb} : eficiência do conversor *buckboost*;

$E_{(kWh/mês)}$: energia consumida pela carga local em um mês;

$P_{FV(min)}$: potência mínima do inversor conectado a rede;

3.3. Conversor CC-CC *Boost*

O conversor *boost*, Fig. 3.10 tem a função de elevar a tensão de saída do arranjo FV.

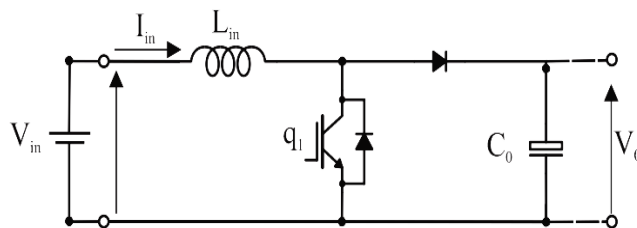


Figura 3.10: Conversor elevador (*boost*).

De acordo com (HART, 2011) o conversor *boost* pode operar em dois modos diferentes: Modo Contínuo de Condução (MCC) ou Modo Descontínuo de Condução (MDC). No MCC a corrente que circula pelo indutor sempre será maior que zero já no MDC a corrente é zero em determinado momento. Em sistemas fotovoltaicos conectados à rede elétrica é importante que o conversor sempre se mantenha operando em MCC, portanto, para esta aplicação todas as análises relacionadas ao conversor *boost* serão realizadas considerando o conversor operando em MCC. Na Fig. 3.11 observam-se as variações da corrente e tensão no indutor para o MCC.

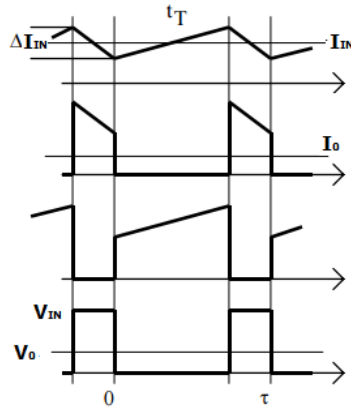


Figura 3.11: Modo de condução contínua

Quando operando no modo MCC o chaveamento ocorre da seguinte forma:

- q_1 conduz $V_{in} = V_L$, (durante D)
- q_1 não conduz $V_L = -(V_0 - V_{in})$, (durante $\tau - D$)

Então temos:

$$\Delta I_{in} = \frac{E \cdot \tau}{L_{in}} = \frac{(V_0 - V_{in}) \cdot (\tau - D)}{L_{in}} \quad (3.9)$$

$$V_0 = \frac{V_{in}}{1 - D} \quad (3.10)$$

Teoricamente, quando o ciclo de trabalho tende à unidade a tensão de saída tenda para infinito. Na prática, os elementos parasitas e não ideais do circuito (como as resistências do indutor e da fonte) impedem o crescimento da tensão acima de certo limite, logo as perdas nestes elementos resistivos se tornam maiores do que a energia transferida pelo indutor para a saída.

3.3.1. Simulação: conversor *boost* com algoritmo P&O

As simulações foram realizadas no ambiente de simulação do software *Simulink*. Para simular o arranjo fotovoltaico foi utilizado o bloco programável *Matlab Function*, no qual foi desenvolvido, uma rotina para a solução numérica da corrente gerada pelo arranjo FV abordado em (DING, BIAN, *et al.*, 2012), também descrito no Anexo A, porém foram utilizadas as especificações do painel KC 120TM existente no LEIAM. Já o conversor *boost* foi simulado usando os blocos do toolbox SPS do *Simulink*. A rotina de cálculos para dimensionamento dos conversores apresentado na tabela 3.3 encontra-se no Anexo B deste documento.

Tabela 3.3: Dimensionamento do conversor *Boost*

Especificações	<i>Boost</i>
$V_{fv(max)}$	168 V
$I_{fv(max)}$	7,45 A
D	0,5
V_{barr}	400 V
$\Delta I_{L_{fv}}$	1 A
$\Delta I_{V_{fv}}$	10 V
$f_{chaveamento}$	10k Hz
ef	0,9
Componentes	<i>Boost</i>
L_{boost}	7mH
C_{boost}	24 μ F
$I_{max_semicondutores}$	7,45 A

Para realização das simulações, foi considerado degraus de irradiância com variação de 70% da irradiância nominal de 1000 W/m² com temperatura permanecendo constante e igual 25 °C, conforme ilustrado na Fig. 3.12.

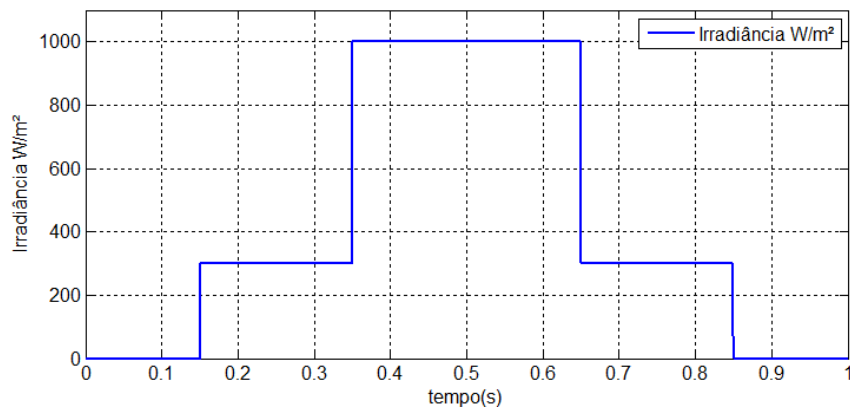


Figura 3.12: Perfil de radiação gerado para testes das técnicas de MPPT.

A Fig. 3.13, representa o resultado da simulação usando a técnica P&O. Como pode ser observado a potência gerada pelo arranjo fotovoltaico oscila aproximando-se do ponto de máxima potência como propõe o algoritmo MPPT.

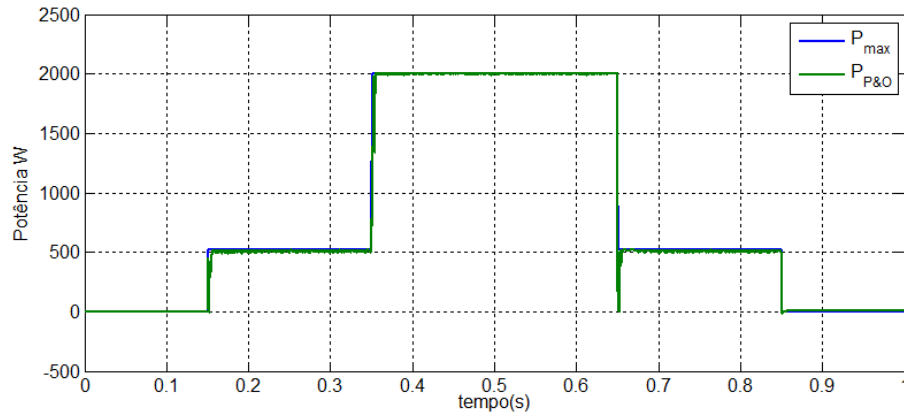


Figura 3.13: Potência dos painéis fotovoltaicos com algoritmo P&O.

Dessa forma podemos concluir que tanto o arranjo fotovoltaico como o algoritmo P&O utilizados nas simulações apresentam resultados satisfatórios comparados as especificações dos painéis fotovoltaicos.

3.4. Conversor CC-CC *BuckBoost*

Outro conversor CC-CC utilizado na topologia do sistema é o conversor bidirecional *buckboost*. Como a bateria pode ser carregada ou descarregada, surge à necessidade da aplicação do conversor bidirecional que irá controlar o carregamento do banco de baterias, transferindo a energia do banco de baterias para o barramento CC, ou o inverso.

Em (COSTA, 2013) é abordado, a topologia do conversor bidirecional *buckboost* semelhante a de um conversor CC-CC simples, mas com o diodo substituído por uma chave, cujo comando será complementar a outra chave do circuito, como mostrado na Fig. 3.14.

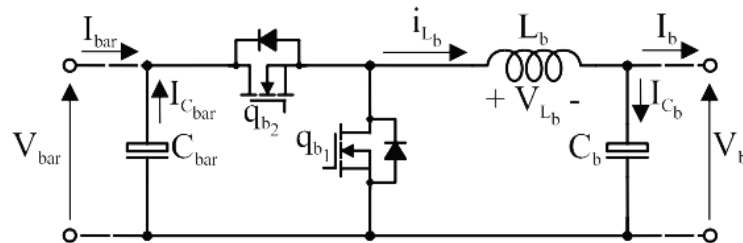


Figura 3.14: Conversor *buckBoost*

Dependendo do modo de operação, o conversor irá se comportar como um conversor abaixador *buck*, transferindo energia do barramento CC para as baterias, ou um conversor elevador *boost*, transferindo energia das baterias para o barramento CC.

3.4.1. Modelagem e controle do conversor CC-CC bidirecional

Após o dimensionado dos componentes, o próximo passo é obter a modelagem e controle do conversor. Baseado em (ZHANG; LAI; YU, 2008), faz-se a modelagem do conversor CC/CC bidirecional. A modelagem utilizada aqui é a já conhecida como modelo do valor médio do conversor (MIDDLEBROOK E CUK, 1977), onde são utilizadas as equações de espaço de estado do conversor com a chave fechada e aberta, fazendo-se a média dos modos de operação usando-se como ponderação o ciclo de trabalho *on* D e *off* $(1 - D)$. Usando-se desta teoria, serão feitas as modelagens do valor médio CC e CA do conversor.

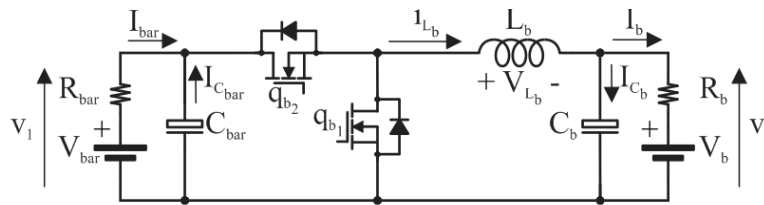


Figura 3.15: Estados de operação em modo abaixador do conversor CC/CC bidirecional.

O circuito para análise do modelo é ilustrado na Fig. 3.15. Nele, são adicionadas resistências (R_{bar} e R_b) em série para modelar as perdas internas das fontes. Na Fig. 3.16 são incluídas as perdas por condução do circuito são sintetizadas em R_{on} , onde estão inseridas as resistências do indutor e da chave, quando conduzindo, devido ao fato dos comandos das chaves serem complementares haverá apenas dois estados possíveis: chave q_{b1} conduzindo, ou chave q_{b2} conduzindo.

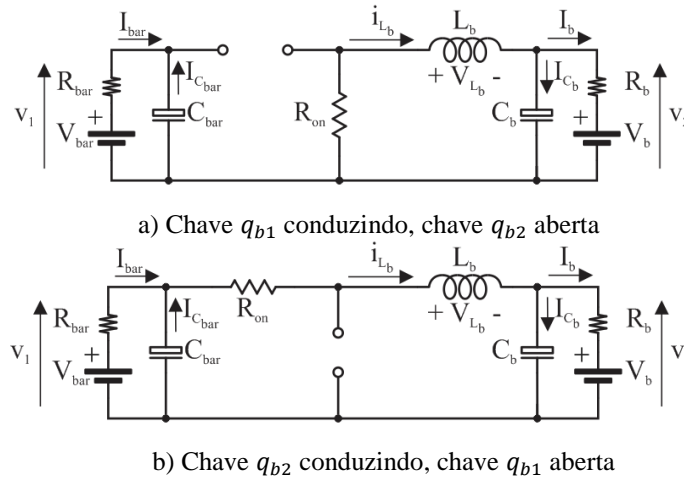


Figura 3.16: Estados de operação em modo abaixador do conversor CC/CC bidirecional.

Nota-se que o conversor possui três variáveis de estado: a corrente no indutor (i_{L_b}); a tensão do capacitor do lado de baixa, lado onde se encontra o banco de baterias (v_2); e a

tensão do capacitor do lado de alta, lado do barramento CC (v_1). Partindo da Fig. 3.16(a), temos que:

$$L_b \frac{di_{Lb}}{dt} + i_{Lb} R_{on} = -v_2 \quad (3.11)$$

$$C_{bar} \frac{dv_1}{dt} = \frac{v_1 - V_{bar}}{R_{bar}} \quad (3.12)$$

$$C_b \frac{dv_2}{dt} = i_{Lb} - \frac{v_2 - V_b}{R_b} \quad (3.13)$$

No outro modo de operação, partindo da Fig. 3.16(b), temos que:

$$L_b \frac{di_{Lb}}{dt} + i_{Lb} R_{on} = v_1 - v_2 \quad (3.14)$$

$$C_{bar} \frac{dv_1}{dt} = -(i_{Lb} + \frac{v_1 - V_{bar}}{R_{bar}}) \quad (3.15)$$

$$C_b \frac{dv_2}{dt} = i_{Lb} - \frac{v_2 - V_b}{R_b} \quad (3.16)$$

Então, aplicando-se a teoria para o modelo do valor médio do conversor nas equações de espaço de estados, temos que:

$$L_b \frac{d\bar{i}_{Lb}}{dt} = D_b(\bar{v}_1 - \bar{v}_2) - \bar{i}_{Lb} R_{on} + (1 - D_b)(-\bar{v}_2) \quad (3.17)$$

$$C_{bar} \frac{d\bar{v}_1}{dt} = -D_b(\bar{i}_{Lb} + \frac{\bar{v}_1 - V_{bar}}{R_{bar}}) - (1 - D_b) \frac{\bar{v}_1 - V_{bar}}{R_{bar}} \quad (3.18)$$

$$C_b \frac{d\bar{v}_2}{dt} = \bar{i}_{Lb} - \frac{\bar{v}_2 - V_b}{R_b} \quad (3.19)$$

onde a notação de qualquer variável \bar{x} representa o valor médio de x .

Porém, modificando (3.17)-(3.19), ao definir \bar{d} como o valor médio de D , as equações de valor médio são escritas como:

$$L_b \frac{d\bar{i}_{Lb}}{dt} = \bar{d}_b \bar{v}_1 - \bar{v}_2 - \bar{i}_{Lb} R_{on} \quad (3.20)$$

$$C_{bar} \frac{d\bar{v}_1}{dt} = -\bar{d}_b \bar{i}_{Lb} - \frac{\bar{v}_1 - V_{bar}}{R_{bar}} \quad (3.21)$$

$$C_b \frac{d\bar{v}_2}{dt} = \bar{i}_{Lb} - \frac{\bar{v}_2 - V_b}{R_b} \quad (3.22)$$

Montando-se a forma matricial do espaço de estados para o modelo de valor médio CC, temos:

$$0 = A \begin{bmatrix} I_{Lb} \\ V_1 \\ V_2 \end{bmatrix} + B \begin{bmatrix} V_B \\ V_{bar} \end{bmatrix} \quad (3.23)$$

$$A = \begin{bmatrix} \frac{R_{on}}{L_b} & \frac{D_b}{L_b} & -\frac{1}{L_b} \\ \frac{D_b}{C_{bar}} & -\frac{1}{C_{bar}R_{bar}} & 0 \\ \frac{1}{C_b} & 0 & -\frac{1}{C_bR_b} \end{bmatrix} \quad (3.24)$$

$$B = \begin{bmatrix} 0 & 0 \\ 0 & -\frac{1}{C_{bar}R_{bar}} \\ -\frac{1}{C_bR_b} & 0 \end{bmatrix} \quad (3.25)$$

A partir de (3.21), obtém-se (3.24)-(3.26) como:

$$I_{Lb} = \frac{D_b V_{bar} - V_b}{R_{bar} D_b^2 + R_2 + R_{on}} \quad (3.26)$$

$$V_1 = \frac{V_{bar}(R_2 + R_{on}) + D_b R_{bar} V_b}{R_{bar} D_b^2 + R_2 + R_{on}} \quad (3.27)$$

$$V_2 = \frac{D_b(V_{bar} R_b + D_b R_{bar} V_b) + R_{on} V_b}{R_{bar} D_b^2 + R_2 + R_{on}} \quad (3.28)$$

Já para o modelo de valor médio CA, onde o índice \tilde{x} representa o valor médio CA de x para pequenos sinais, tem-se as seguintes equações de espaço de estado:

$$L_b \frac{d\tilde{I}_{Lb}}{dt} = (D_b + \tilde{d}_b)(V_1 - \tilde{v}_1) - (V_2 + \tilde{v}_2) - (I_{Lb} + \tilde{I}_{Lb})R_{on} \quad (3.29)$$

$$C_{bar} \frac{d\tilde{v}_1}{dt} = -(D_b + \tilde{d}_b)(I_{Lb} + \tilde{I}_{Lb}) - \frac{(V_1 - \tilde{v}_1) - V_{bar}}{R_{bar}} \quad (3.30)$$

$$C_b \frac{d\tilde{v}_2}{dt} = (I_{Lb} + \tilde{I}_{Lb}) - \frac{V_2 - \tilde{v}_2 - V_b}{R_b} \quad (3.31)$$

que podem ser escritas na forma matricial como:

$$\frac{d}{dt} \begin{bmatrix} \tilde{I}_{Lb} \\ \tilde{v}_1 \\ \tilde{v}_2 \end{bmatrix} = A \begin{bmatrix} \tilde{I}_{Lb} \\ \tilde{v}_1 \\ \tilde{v}_2 \end{bmatrix} + C \begin{bmatrix} I_{Lb} \\ V_1 \\ V_2 \end{bmatrix} \tilde{d} \quad (3.32)$$

onde:

$$C = \begin{bmatrix} 0 & \frac{1}{L_b} & 0 \\ -\frac{1}{C_{bar}} & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 \end{bmatrix} \quad (3.33)$$

A partir de (3.30), encontram-se as funções de transferências (3.32)-(3.33) como:

$$\frac{\tilde{v}_1}{\tilde{d}} = \frac{-\frac{D_b}{C_{bar}} \frac{\tilde{i}_{Lb}}{\tilde{d}} - \frac{1}{C_{bar}} I_{Lb}}{s + \frac{1}{C_{bar} R_{bar}}} \quad (3.34)$$

$$\frac{\tilde{v}_2}{\tilde{d}} = \frac{-\frac{1}{C_b} \frac{\tilde{i}_{Lb}}{\tilde{d}}}{s + \frac{1}{C_b R_b}} \quad (3.35)$$

$$H_b = \frac{\tilde{i}_{Lb}}{\tilde{d}} = \frac{(as + 1)[(bs + 1)V_1 - c]}{(sL_b + R_{on})(as + 1)(bs + 1) + D_b^2 R_b(as + 1) + R_b(bs + 1)} \quad (3.36)$$

onde $a = C_{bar}$, $b = C_{bar} R_{bar}$ e $c = D_b I_{Lb} R_{bar}$

A eq. (3.34) é um sistema de terceira ordem. Como os dois modos de operação, *buck* (carregador) e *boost* (descarregador), apresentam a mesma função de transferência, eles podem ser controlados por um único controlador.

Fazendo uma simplificação, onde temos que V_1 e V_2 são fontes ideais, as resistências R_{bar} e R_b bem como as capacitâncias C_{bar} e C_b são desprezadas. Então, reescreve-se (3.34) em (3.35), obtemos um sistema de primeira ordem.

$$H_{i_bat} = \frac{\tilde{i}_{Lb}}{\tilde{d}} = \frac{V_{bar}}{(sL_b + R_{on})} \quad (3.37)$$

Além do modelo do conversor, deve-se considerar que há um atraso no comando das chaves devido ao PWM, então, modela-se esse atraso de acordo com (REMUS TEODORESCU, 2011).

$$H_{PWM} = \frac{1}{s1,5T_b + R_{on}} \quad (3.38)$$

onde T_b é o período da frequência de chaveamento do conversor CC/CC bidirecional (f_b). Fazendo uso de um controlador PI, cuja função de transferência é mostrada na eq. (3.39), têm-se o diagrama de blocos da Fig. 3.17 para malha de controle de corrente.

$$Ctr_{i_bat} = k_p + \frac{k_{ib}}{s} \quad (3.39)$$

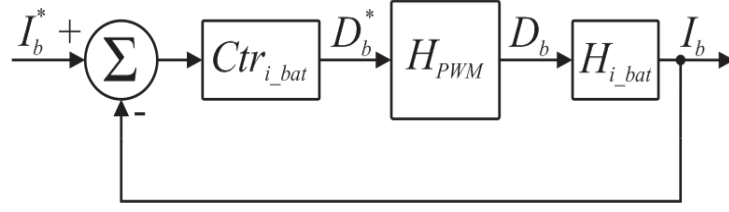


Figura 3.17: Controle por referencial de corrente

Ao obter a FTMF do sistema procura-se cancelar o polo mais lento (referente ao conversor), de modo que se obtenham polos reais e iguais, encontrando assim os valores para os ganhos do controlador de corrente do conversor CC/CC bidirecional através das seguintes equações (3.40) e (3.41).

$$K_{pb} = \frac{1}{4 \frac{V_{bar}}{L_b} 1,5T_b} \quad (3.40)$$

$$K_{ib} = K_{pb} \frac{R_{on}}{L_b} \quad (3.41)$$

De acordo com os planos de carregamento de baterias descritos em (BASTOS, 2013) normalmente o carregamento de baterias é feito com base no referencial de corrente ou com base no referencial de tensão da bateria. Como o banco de bateria neste caso é utilizado para reduzir os impactos da variação de potência da geração FV, essa referência de tensão para o controle de carga e descarga da bateria, também pode ser definida a partir da referencia de tensão do barramento CC. Logo a malha de controle de tensão é definida como a malha de tensão externa que irá gerar a referência de corrente para a malha interna de controle de corrente como é apresentado na Fig. 3.18.

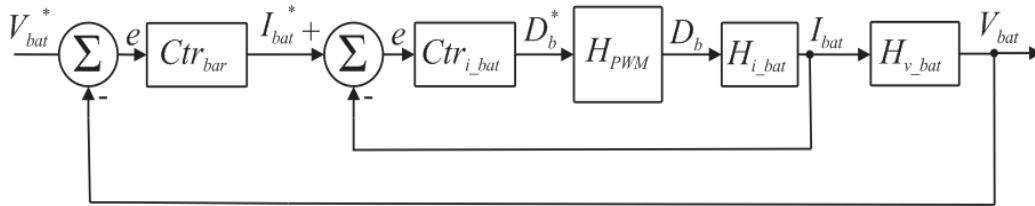


Figura 3.18: Controle por referencial de tensão

Na configuração de controle proposta é necessário obter H_{v_bat} , que relaciona a corrente da bateria com a tensão da bateria eq. (3.39).

$$\frac{\tilde{v}_2}{\tilde{d}} = \frac{-\frac{1}{C_b}}{s + \frac{1}{C_b R_b}} \frac{\tilde{i}_{Lb}}{\tilde{d}} \quad (3.42)$$

Fazendo uma simplificação, onde as resistências R_{bar} e R_b e as capacitâncias C_{bar} e C_b são desprezadas. A função de transferência que resta para fechar a malha do controle de tensão da corrente será dada por:

$$\frac{\tilde{v}_2}{\tilde{d}} = \frac{1}{s} \frac{\tilde{i}_{Lb}}{\tilde{d}} \quad (3.43)$$

Dessa forma obtendo a tensão de saída em função da corrente, podemos obter a função de transferência eq. (3.44).

$$H_{v_bat} = \frac{\tilde{v}_2}{\tilde{i}_{Lb}} = \frac{1}{s} \quad (3.44)$$

Para simplificação do projeto dos ganhos do controlador de tensão, pode-se considerar que a malha interna de corrente é muito mais rápida do que a malha externa de tensão, de modo que a expressão da FTMF da malha interna de controle seja satisfeita conforme eq. (3.42).

$$H_{fi_bat} \cong 1 \quad (3.45)$$

Com isso, quando a tensão do barramento tende ao seu valor de referência, o controle de corrente já tem entrado em erro de regime permanente nulo há muito tempo antes. Caso essa condição seja satisfeita, o diagrama de blocos da malha externa de controle de tensão pode ser ilustrado de acordo com a Figura 3.19.

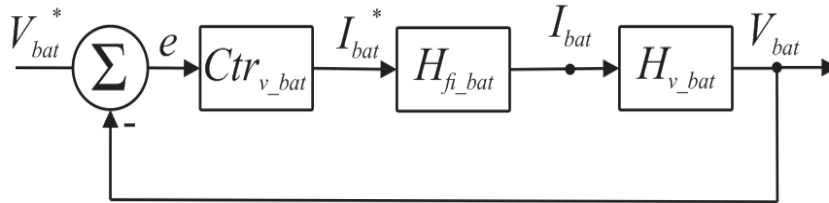


Figura 3.19: Controle por referencial de tensão simplificado

Com a obtenção da malha de controle da tensão da bateria pode-se obter a função de transferência de malha aberta conforme eq. (3.43) e eq. (3.44).

$$H_{0v} = C_{bat} H_{bat} \quad (3.46)$$

$$H_{0v} = \frac{K_{pv}s + K_{iv}}{s^2} \quad (3.47)$$

Com a FTMA se obtém a FTMF na eq. (3.48)

$$H_{fv} = \frac{K_{pv}s + K_{iv}}{s^2 + K_{pv}s + K_{iv}} \quad (3.48)$$

A partir da eq. (3.45) podemos encontrar os ganhos do controlador $Ctrl_{v_bat}$. De acordo com (CARACAS, 2013a) o projeto dos ganhos do controlador pode ser realizado a partir da comparação da função de transferência dada em (3.45) com a função de transferência canônica contendo um zero e dois polos, conforme eq. (3.46).

$$H_{can}(s) = \frac{2\zeta\omega_n s + \omega_n^2}{s^2 + 2\zeta\omega_n s + \omega_n^2} \quad (3.49)$$

Comparando a função de transferência dada em (3.45) com (3.46), podemos encontrar os ganhos do controlador PI da tensão do barramento CC:

$$k_{i_{bar}} = 100 * \omega_n^2 * C_{bar} \quad (3.50)$$

$$k_{p_{bar}} = \sqrt{\frac{k_{p_{i_{bar}}} \zeta_{bzrr}^2}{K_v}} \quad (3.51)$$

3.4.2. Modelos do banco de baterias

Modelos para varias aplicações diferentes têm sido propostos na literatura para a representação de acumuladores de energia, onde estes variam em função das características a serem analisados, como por exemplo: modelos de envelhecimento para análises de viabilidade, modelos de simulação no projeto de conversores de potência, modelos para monitoramento de grandezas internas não diretamente mensuráveis (observadores) e previsão de falhas (HARTMANN, 2013).

Em (SOUSA, 2008), são abordados critérios considerando os níveis de complexidade e os aspectos a serem analisados, dos quais são especificados os seguintes:

- Modelos eletroquímicos: Representam características de transporte de massa, térmicas, mecânicas, elétricas e químicas dos materiais envolvidos na fabricação do acumulador. São modelos de elevada complexidade, consumindo tempo elevado para a simulação.
- Modelos analíticos: Baseiam-se na interpolação e extrapolação de dados obtidos em campo e em testes do fabricante. Apresentam complexidade reduzida quando comparados aos modelos eletroquímicos, possibilitando simulações de menor duração. Exemplos são apresentados em (Shepherd, 1965; Armenta-Deu, 2003; Guasch e Silvestre, 2003).

- Modelos a circuito elétrico equivalente: Representam as características macroscópicas de tensão e corrente do gerador utilizando componentes elétricos (fontes de tensão e corrente, resistores, capacitores e indutores) em um circuito equivalente. Alterações na condição do acumulador são então representadas variando os parâmetros dos componentes do circuito. Exemplos deste tipo de modelo incluem (Ceraolo, 2000; Chan, 2000; Casacca e Salameh, 1992; Durr, Cruden, Gair e McDonald, 2006).

Outros modelos são descritos em (SOUSA, 2008): modelos de desempenho, modelos de tempo de vida, modelos de processamento posterior e modelos de degradação de performance. Neste trabalho onde são considerados características relacionadas ao modelo para simulação de banco de baterias juntamente com conversores de potência é interessante à utilização do modelo de circuito equivalente, pois este modelo aborda as características de tensão e corrente do acumulador, que variam de acordo com processos químicos envolvidos em sua operação de carga e descarga.

3.4.3. Modelo a circuito elétrico equivalente

Existem vários modelos a circuito elétrico equivalente para os vários tipos de baterias, o mais simples consiste em uma fonte de tensão ideal em série com uma resistência interna. Este modelo, no entanto, não leva em conta o *SOC* da bateria e o comportamento eletroquímico em termos de tensão terminal e tensão em circuito aberto.

O modelo utilizado neste trabalho é obtido da biblioteca *SimPowerSystems* do *software* MATLAB para baterias chumbo-ácido Fig. 3.20. Este modelo é descrito em (TREMBLAY; DESSAINT, 2009), onde a dinâmica da carga e descarga são validadas experimentalmente para quatro tipos de baterias. A característica interessante deste modelo é a simplicidade para extrair os parâmetros do modelo dinâmico de pilhas de folhas de dados. Apenas três pontos sobre a curva de descarga do fabricante no estado estacionário são necessários para obter os parâmetros.

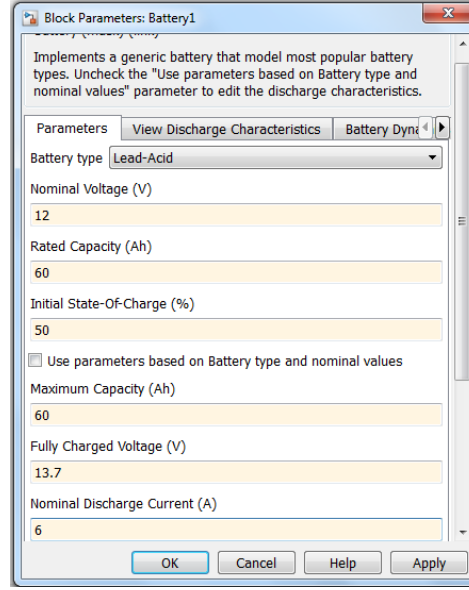


Figura 3.20: Parâmetros para simulação da bateria no Simulink

Devido à natureza intermitente da produção de energia solar, as baterias de chumbo-ácido são as mais utilizadas em aplicações envolvendo microgeração, pois podem suportar elevadas variações de carga e descarga. Dessa forma, neste trabalho, a bateria chumbo-ácido é modelada com a escolha adequada dos parâmetros de profundidade de descarga. Supõe-se que a bateria de chumbo-ácido pode ser descarregada até um estado de carregamento (SOC, do inglês *State of Charge*) de 20% e pode ser carregada até SOC de 90%. O modelo descrito em (TREMBLAY; DESSAINT, 2009) é um modelo analítico com duas equações que representam o perfil de carga e descarga da bateria. As equações de carga e descarga para o modelo adotado são dadas em (3.49) e (3.50), respectivamente.

$$V_{bat} = V_0 + Ri - \left[K \frac{Q}{it - 0,1Q} \right] i^* - \left[K \frac{Q}{Q - it} \right] it + e^t \quad (3.52)$$

$$V_{bat} = V_0 + Ri - \left[K \frac{Q}{it - 0,1Q} \right] (it - i^*) + e^t \quad (3.53)$$

onde, V_{bat} representa a tensão da bateria, V_0 é a constante da tensão da bateria, K é constante polarização dada em (V/Ah) ou resistência de polarização dada em ohms, Q é a capacidade da bateria dada em Ah, it carga atual da bateria em Ah, R é a resistência interna, i é a corrente da bateria (A), i^* é corrente filtrada (A).

Neste modelo, a expressão para a tensão de polarização e resistência de polarização são considerados para modelar a tensão de circuito aberto da bateria de forma mais precisa. O termo dentro do primeiro colchete em (3.49) representa a resistência de polarização e o

segundo colchete representa a tensão de polarização. O bloco dinâmico do modelo é ilustrado na Fig. 3.21.

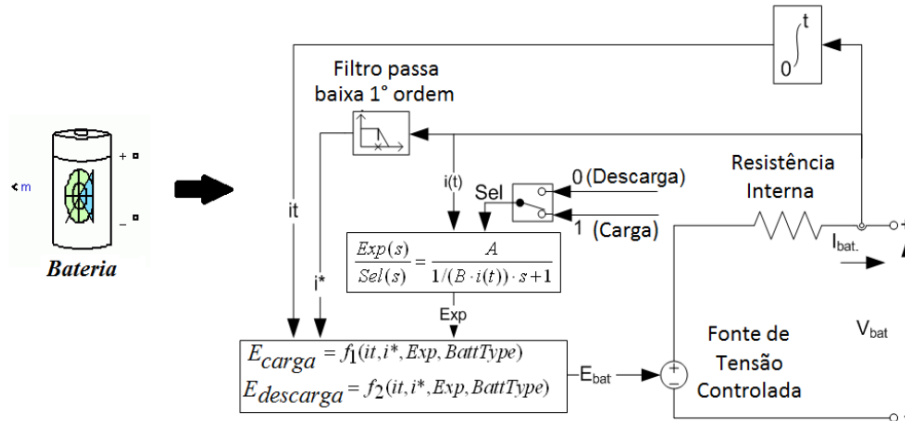


Figura 3.21: Bloco do modelo da bateria chumbo ácido

Este modelo leva em consideração o comportamento não linear da tensão durante a carga e descarga e as perdas ôhmicas devido à resistência interna. No sistema o tamanho do banco de bateria é escolhido para proporcionar o máximo de energia reservada para compensar a geração FV no caso de um pequeno ou nenhum nível de irradiância. Considerando as especificações do sistema FV, o banco de baterias foi projetado para suprir uma potência de 3,6 kW durante o período de sete horas caso os painéis parem de funcionar ou a incidência solar se aproxime de zero e o sistema esteja desconectado da rede elétrica, conforme dimensionamento feito na sessão 3.2.1.

A reserva da bateria é projetada para aplicações de curta duração. Dessa forma, são utilizadas no sistema 5 baterias chumbo-ácido 12 V e 60 Ah, obtendo os parâmetros para o banco de bateria apresentados na Tabela 3.4.

Tabela 3.4: Especificações do banco de baterias

Especificações	Valor
Tensão Nominal	60 V
Capacidade Nominal por bateria	60 Ah
Estágio Inicial de Carga	50%
Tensão em Carga Completa	75 V
Corrente Maxima de Descarga	12 A

3.4.4. Simulação: conversor *buckboost* com banco de baterias

A simulação do conversor *buckboost* foi realizada no ambiente de simulação *Simulink* do software *MatLab*. As especificações para o dimensionamento do conversor *buckboost* bidirecional são definidas a partir do dimensionamento do banco de baterias e a tensão do barramento. Determinando o banco de baterias formado por 5 baterias de 12V

cuja corrente máxima de carga e descarga é de 12 A, o dimensionamento do conversor bidirecional, pode ser obtido com os seguintes parâmetros listados na tabela 3.5.

Tabela 3.5: Especificações do conversor *BuckBoost*

Especificações	Valor
V_{barr}	200 V
V_b	168 V
I_b	15 A
D_b	0,33
ΔI_b	0,5 A
ΔV_b	10 V
$f_{chaveamento}$	10kHz
n	0,9
Componentes	<i>BuckBoost</i>
$L_{buckboost}$	6mH
$C_{buckboost}$	47μF
$I_{max\ semicondutores}$	15 A

O dimensionamento dos indutores e capacitores e a corrente máxima estão descritos no Apêndice D. Com os dados da tabela 3.4 também foram calculados os ganhos do controlador PI de corrente e tensão de acordo com as equações (3.53), (3.54), (3.55) e (3.56).

$$K_{p_ibat} = 200 * \frac{1}{4 \frac{V_{bar}}{L_b} 1,5T_b} = 7,5 \quad (3.54)$$

$$K_{i_ibat} = K_{pb} \frac{R_{on}}{L_b} = 333,3 \quad (3.55)$$

$$k_{i_vbat} = 100 * \omega_n^2 * C_{bar} = 260 \quad (3.56)$$

$$k_{p_vbat} = \sqrt{\frac{k_{p_{i_bar}} \zeta_{bzrr}^2}{K_v}} = 1,3 \quad (3.57)$$

Com os ganhos do controlador PI de corrente foi simulado um plano de carga com base no referencial de corrente da bateria, o resultado pode se observado na fig. 3.22, concluindo que a corrente segue o sinal de referencia adotado pelo plano de carga.

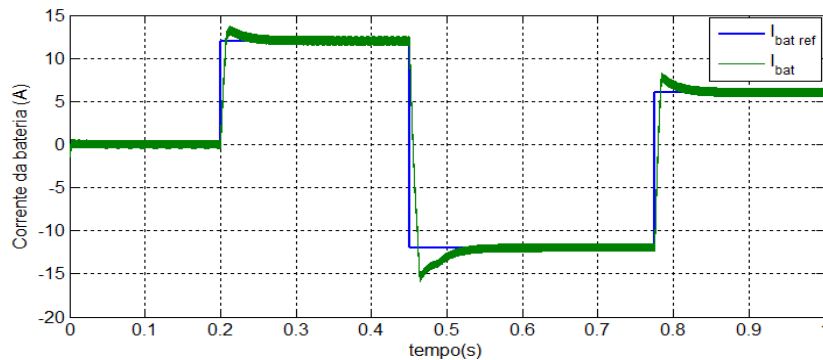


Figura 3.22: Curva de carga e descarga com referencial de corrente

Já na Fig. 3.23, é obtido o resultado para o controle com base no referencial de tensão, ou seja, plano de carga da bateria é dado pelo controle da tensão da mesma.

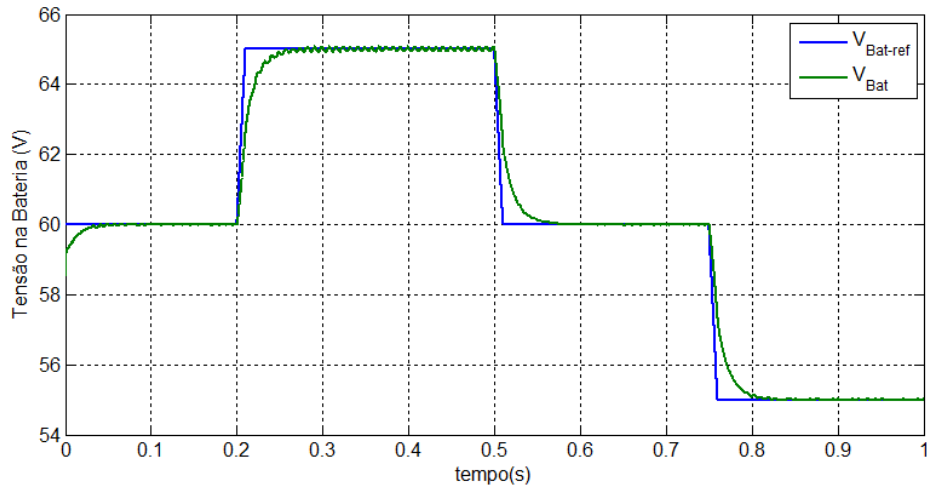


Figura 3.23: Curva de carga e descarga com referencial de tensão

Dessa forma podemos concluir que ao ser inserido um plano de carga e descarga para o banco de baterias, o controle implementado para o conversor *buckboost* irá acompanhar a respectivas referências de forma satisfatória, seja com o controle por referencial de corrente ou de tensão.

3.5. Conexão do sistema híbrido (FV/Bateria) com a rede elétrica

3.5.1. Inversor CC-CA

Para conexão do sistema híbrido com a rede elétrica é necessário à utilização do conversor CC-CA funcionando como uma interface entre a rede elétrica monofásica (CA) é o sistema híbrido (CC). Tal conversor pode funcionar como inversor ou retificador. No modo operação como inversor, o fluxo de corrente será do barramento CC para a rede elétrica, já como retificador o fluxo de corrente será da rede elétrica para o barramento CC, cuja energia será armazenada no barramento CC, para neste caso ser enviada ao banco de baterias.

Em (TEODORESCU, LISERRE e RODRÍGUEZ, 2011) são apresentadas várias topologias de inversores, porém, nesse projeto, será abordada, apenas, a topologia do inversor monofásico em ponte completa, conforme ilustrado na Fig. 3.24. Este inversor (ponte H) possui dois braços com as duas chaves de cada braço operando de forma

complementar, sendo estas chaves controladas por sinais PWM, de tal modo a reproduzir na saída do inversor um sinal CA com amplitude e frequência desejadas.

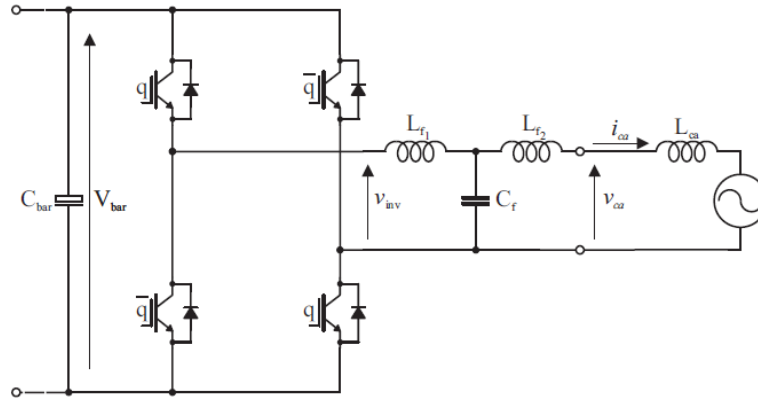


Figura 3.24: Inversor CC-CA monofásico

Além da ponte H é utilizado um filtro LCL para filtrar os harmônicos de alta frequência. O filtro é necessário devido aos requisitos da qualidade da energia exigidos para fornecer energia à rede, de tal forma que a corrente injetada seja a mais próxima possível de uma senoide perfeita.

Em (TEODORESCU, LISERRE e RODRÍGUEZ, 2011) e (CARACAS 2013), foram feitas abordagens com o filtro L e LCL, constatando a maior eficiência do tipo LCL. Na topologia abordada neste trabalho, será utilizado o filtro LCL passa-baixa em que o mesmo é um filtro de 3ª ordem composto por dois indutores e um capacitor, conforme ilustrado na Fig. 3.25.

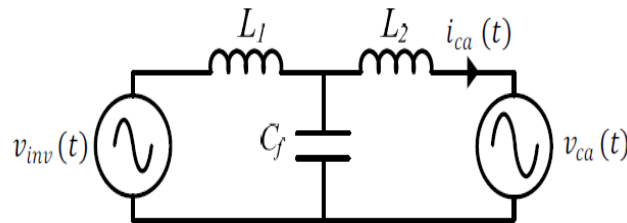


Figura 2.25: Filtro LCL

A resposta em frequência típica apresentada pelos filtros tipo LCL é vista na Fig. 3.26.

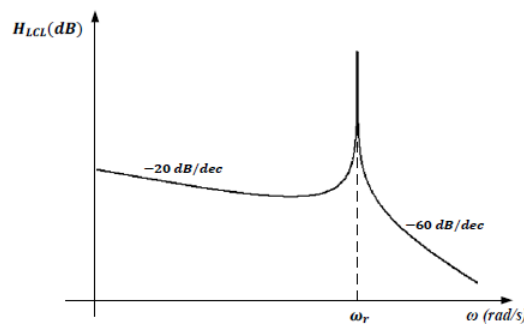


Figura 3.26: Resposta em frequência genérica para um filtro LCL

Como pode ser observado na Figura 3.26, o filtro LCL possui uma atenuação de 60 dB/década na região de alta frequência, permitindo o uso de componentes menores quando comparados a outros filtros. Outra observação importante é que o esse filtro possui ressonância dada pela eq. (3.57):

$$\omega_r = \sqrt{\frac{L_{f1} + L_{f2}}{L_{f1}L_{f2}C_f}} \quad (3.58)$$

De acordo com (CARACAS, 2013), essa ressonância é indesejada e pode levar o sistema de controle à instabilidade. Em (TEODORESCU, LISERRE e RODRÍGUEZ, 2011) são apresentadas várias possibilidades de compensação dos efeitos provocados pela ressonância do filtro, entre elas a mais simples e bastante utilizada em sistema de baixa potência por apresentar menores perdas é a adição de uma resistência em série com o capacitor C_f , conforme ilustrado na Figura 3.27.

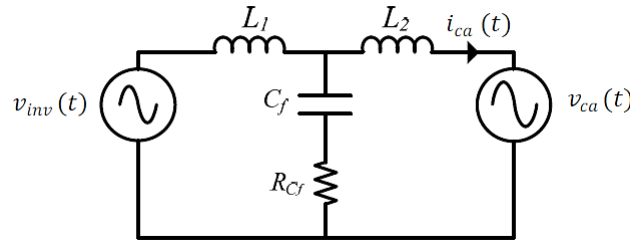


Figura 3.27: Filtro LCL com capacitor C_f

3.5.2. PLL baseado na geração de sinais em quadratura

Os algoritmos de detecção de fase *PLL* (*Phase Locked Loop*) são utilizados há muito tempo em sistemas de comunicação e há algum tempo tem sido tema de pesquisas na área de inversores para sistemas de energia elétrica. Existem muitas técnicas de PLL diferentes, mas todas têm em comum o fato de utilizarem um sistema de realimentação para obter a fase e a frequência estimadas do sinal de entrada. Com a finalidade de sincronizar a saída do inversor com a rede elétrica o PLL ao receber um sinal que oscila com uma determinada frequência, irá rastrear qual o ângulo de fase e a frequência do sinal recebido.

Esta informação é utilizada para sincronizar o ângulo de fase da rede com o ângulo de fase a ser obtido na saída do conversor CC-CA, dessa forma a corrente ou tensão no PAC é controlada de acordo com a referência da tensão da rede.

A partir do estudo do *PLL* proposto em (BLASKO; KAURA, 1997), é apresentada uma estrutura do *PLL* amplamente utilizada nas literaturas, por possuir uma forma simples e eficiente, porém a estrutura apresentada neste artigo é para sistemas trifásicos. Em

(REMUS TEODORESCU, 2011) é feita uma abordagem considerando o sistema monofásico.

Este *PLL* é baseado na geração de sinais em quadratura cujo diagrama de blocos que o descreve é observado na Fig. 3.28. Partindo do sinal de referencia de tensão monofásico, gera-se um segundo sinal em quadratura com o original (que é a tensão da rede elétrica monofásica). Este segundo sinal é obtido através do bloco *Quad* que irá gerar dois sinais em quadratura dados por:

$$\begin{bmatrix} v_\alpha \\ v_\beta \end{bmatrix} = V \begin{bmatrix} \sin(\theta) \\ -\cos(\theta) \end{bmatrix} \quad (3.59)$$

Deste sinal, a partir da transformação de *Park* eq. (3.59), toma-se os valores em eixo direto e em quadratura. A tensão em eixo direto então passa por um controlador PI para se obter a velocidade angular, que é integrada de modo a se obter a posição que é o ângulo de fase da rede elétrica monofásica (μ), fecha-se então a malha com a realimentação do ângulo, utilizado na transformação de *Park*.

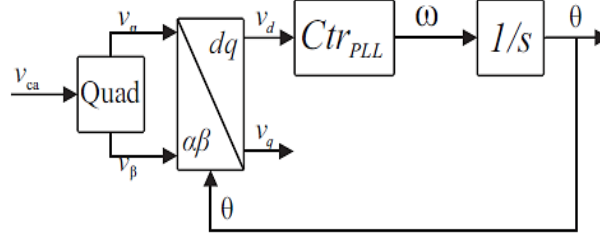


Figura 3.28: Diagrama de blocos do PLL (REMUS TEODORESCU, 2011)

$$\begin{bmatrix} v_d \\ v_q \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \cos(\theta^*) & \sin(\theta^*) \\ \sin(\theta^*) & \cos(\theta^*) \end{bmatrix} \begin{bmatrix} v_\alpha \\ v_\beta \end{bmatrix} \quad (3.60)$$

Partindo da função de transferência em malha aberta (KAURA e BLASKO, 1997) equação (3.60), calculam-se os ganhos a partir do método *symmetrical optimum*, que regula os ganhos de modo que a amplitude e a fase da função de transferência sejam simétricas em relação à frequência de corte.

$$H_{ma} = \left(K_{pll} \frac{1 + sT_{pll}}{sT_{pll}} \right) \left(\frac{1}{1 + sT_{pll}} \right) \left(\frac{V}{s} \right) \quad (3.61)$$

A partir do fator de normalização α e o tempo de amostragem T_s , encontra-se os parâmetros para função de transferência.

$$\omega_c = 1/\alpha T_s \quad (3.62)$$

$$T_{pll} = \alpha^2 T_s \quad (3.63)$$

$$K_{pl} = (1/\alpha)(1/VT_s) \quad (3.64)$$

Após obter o sinal senoidal de com referencial de fase, torna-se necessário obter a referencia de amplitude deste sinal obtida, para que possamos enviar o comando ao conversor CC-CA.

3.5.3. Modelagem e Controle de corrente do conversor CC-CA

Para se implementar o controle de corrente do inversor CA-CC, deve-se primeiramente modelar a planta cuja qual se deseja controlar, tal qual foi feito para o conversor bidirecional *buckboost*. A Figura 3.29 representa o circuito elétrico para se obter o modelo médio equivalente da planta.

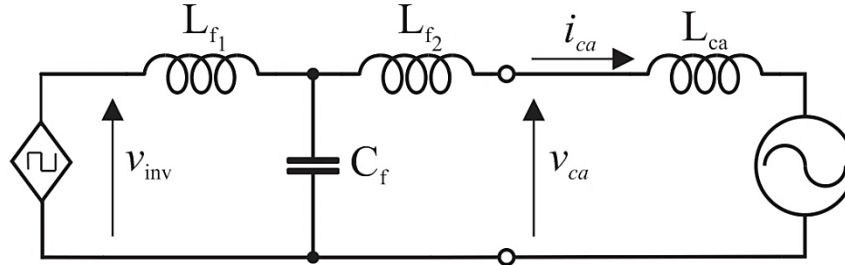


Figura 2.29: Representação do circuito elétrico para o modelo médio

O modelo da planta pode ser obtido a partir do conjunto de equações diferenciais que descrevem o comportamento dinâmico dominante do sistema formado por inversor e filtro. Usando uma análise básica de circuitos pode-se chegar as seguintes expressões:

$$\frac{d\bar{i}_{inv}}{dt} = \frac{1}{L_{f1}} [-(R_d - R_{L1})\bar{i}_{inv} - \bar{v}_{cf} + R_d\bar{i}_{ca} + d\bar{v}_{ca}] \quad (3.65)$$

$$\frac{d\bar{v}_{cf}}{dt} = \frac{1}{C_f} (\bar{i}_{inv} - \bar{i}_{ca}) \quad (3.66)$$

$$\frac{d\bar{i}_{ca}}{dt} = \frac{1}{L_{f2}} [-R_d\bar{i}_{inv} + \bar{v}_{cf} - (R_d - R_{L2})\bar{i}_{ca} - \bar{v}_{ca}] \quad (3.67)$$

A partir da transformada de Laplace das eqs. (3.62) a (3.64) é possível obter o digrama de blocos da planta do inversor conectado ao filtro LCL usado para projeto do controle de corrente injetada na rede, conforme ilustrado na Fig. 3.30. Nesse caso a interação entre o barramento e corrente injetada na rede é considerada após obter o projeto do controle de corrente, visto que o controle da tensão do barramento fica na malha externa à de corrente.

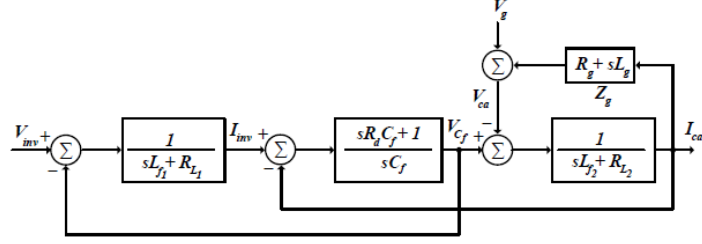


Figura 2.30: Diagrama de blocos da planta (REMUS TEODORESCU, 2011).

Para simplificar o projeto dos controladores de corrente, é importante que o diagrama de blocos possa ser reduzido por uma única função de transferência de 1ª ordem, para isso, observa-se que tensão da rede elétrica e sua impedância de acoplamento formam uma fonte de perturbação ao controle de corrente, que quando juntas formam a tensão V_{ca} , portanto considerando a tensão (v_{ca}) como sendo uma perturbação, a representação manipulando as equações acima, resulta em:

$$H_{LCL} = \frac{R_d C_f s + 1}{L_{f1} L_{f2} C_f s^3 + [L_{f1}(R_d + R_{L2}) + L_{f2}(R_d + R_{L1})] C_f s^2 + [L_{f1} + L_{f2} + C_f(R_d R_{L1} + R_d R_{L2} + R_{L2} R_{L1})] s + R_{L1}} \quad (3.68)$$

Como pode ser observado na eq. (3.65), a função de transferência do filtro LCL é de terceira ordem, tornando complexo o projeto dos controladores de corrente. Para simplificação desse projeto, pode-se simplificar a função de transferência de um filtro LCL pela de um simples filtro L equivalente (TEODORESCU, LISERRE e RODRÍGUEZ, 2011). A função de transferência de um filtro L equivalente à de um filtro LCL é dada por:

$$H_{LCL} \cong H_L \frac{1}{(L_{F1} + L_{F2})s + (R_{L1} + R_{L2})} = \frac{1}{L_F s + R_L} \quad (3.69)$$

onde:

$$L_F = L_{F1} + L_{F2} \quad (3.70)$$

$$R_L = R_{L1} + R_{L2} \quad (3.71)$$

Com a simplificação da função de transferência de um filtro LCL para um filtro L, a malha para controle de corrente de saída do filtro para o cálculo dos ganhos do controlador num referencial síncrono é apresentada na Fig. 3.31:

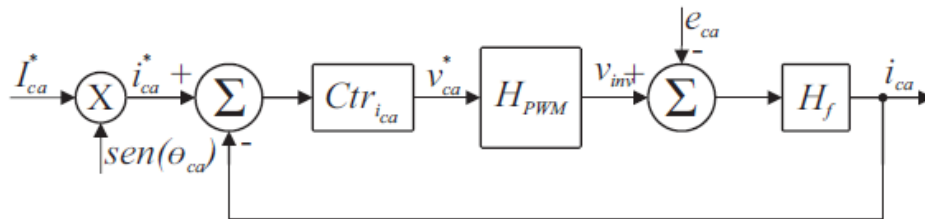


Fig. 3.31 Malha de controle de corrente do inversor

3.5.4. Modelagem para controle da tensão do barramento

A tensão no barramento CC está sujeita à variação da potência gerada pelos painéis como ilustrado na Fig. 3.32. Essa tensão ao variar provoca a elevação ou queda na tensão em função do aumento ou da redução da potência gerada. Dessa forma a tensão sobre o capacitor é controlada a partir do fluxo de potência entre o inversor e a rede elétrica, de modo que, o processo de carga e descarga do capacitor do barramento é controlado injetando-se mais ou menos potência na rede que, por sua vez, pode ser obtida variando-se a amplitude da corrente de referência gerada para a malha interna de controle de corrente.

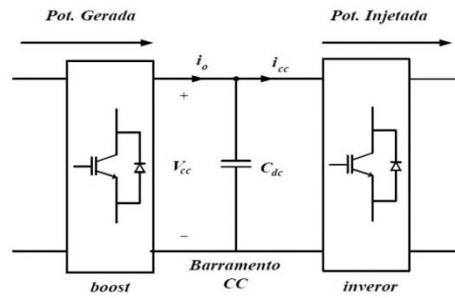


Figura 3.32: Diagrama para obter a malha de controle de tensão

Com base no esquema elétrico da Fig. 3.32, pode-se escrever a seguinte equação diferencial:

$$C_{bar} \frac{dv_{cc}}{dt} = (i_{pv} - i_{cc}) \quad (3.72)$$

sendo i_{pv} a corrente de saída do conversor boost e i_{cc} a corrente de entrada do inversor.

Considerando a corrente i_{pv} como uma perturbação e por tanto, desprezando seu efeito, a eq. (3.72) pode ser reescrita da seguinte forma:

$$i_{cc} = C_{bar} \frac{dv_{cc}}{dt} \quad (3.73)$$

Para obter a função de transferência entre a tensão do barramento e a corrente injetada na rede elétrica, deve-se estabelecer uma relação entre a corrente de entrada do inversor i_{cc} e a corrente injetada na rede elétrica i_{ca} . Essa relação pode ser encontrada a partir do princípio da conservação de energia no inversor, onde, desprezando-se as perdas, tem-se que a potência de entrada do inversor é igual à potência injetada na rede, ou seja:

$$v_{cc} i_{cc} = v_{ca} i_{ca} \quad (3.74)$$

Considerando as tensões constantes podemos obter a seguinte relação:

$$K_v = \frac{v_{ca}}{v_{cc}} \quad (3.75)$$

Dessa forma temos:

$$i_{cc} = K_v i_{ca} \quad (3.76)$$

Substituindo (3.76) em (3.73), tem-se que:

$$C_{bar} \frac{dv_{cf}}{dt} = K_v i_{ca} \quad (3.77)$$

Tomando a transformada de Laplace de (3.75), encontra-se que:

$$\frac{V_{cc}(s)}{I_{ca}(s)} = H_v(s) = K_v \frac{1}{sC_{bar}} \quad (3.78)$$

Dessa forma temos as funções de transferência que representam o modelo de todos os componentes do sistema que podem ser utilizadas para se obter as estratégias de controle dos sistemas fotovoltaicos conectados a rede elétrica com ou sem o uso de baterias. No capítulo 3 será dada ênfase as estratégias de controle para o sistema onde poderá conter parâmetros diferentes para a obtenção das funções de transferência, porém o método de obtenção é o mesmo.

3.6. Considerações

Este capítulo apresentou a modelagem dos componentes do sistema híbrido FV/Baterias para obter as malhas de controle e ganhos dos controladores do sistema, sendo baseado na especificação de um sistema de geração FV para uma residência de médio porte cujo consumo é de 250 kWh/mês. Tal especificação e modelagem serão utilizadas para obter as estratégias de controle de fluxo de potência para mitigar os efeitos da geração FV e validá-las através de simulação e resultados experimentais.

4. ESTRATÉGIAS DE CONTROLE FLUXO DE POTÊNCIA

Um dos principais problemas da aplicação de sistemas FV está na dinâmica de variação da potência injetada na rede, principalmente se esses níveis de potência ocorrem de forma elevada em consequência do aumento contínuo da inserção de sistemas FVs na rede de distribuição. Para resolver tais problemas são abordados neste trabalho estratégias de controle de sistemas FV conectados a rede, associado à utilização de banco de baterias. No entanto a utilização do banco de baterias e a integração do sistema híbrido (FV/Bateria) com a rede elétrica implicam em duas prerrogativas (RIFFONNEAU et al., 2011).

1) *Regulamento*: No momento que um sistema de microgeração está conectado à rede elétrica é proibido manter o sistema energizado e conectado a rede quando ocorre o desligamento por parte da rede elétrica, visto que falhas no sistema podem energizar parte da rede elétrica. Outra questão é o fato de não haver incentivo na tarifa atribuída devido ao uso de energias renováveis, porém essa situação está se invertendo e os regulamentos estão se tornando mais flexíveis, como já acontece em alguns países desenvolvidos como França e Alemanha.

2) *Gerenciamento do Fluxo de potência*: Um elemento armazenador de energia gera custos de investimento e deve operar com algumas restrições. Com o avanço de estudos visando à redução de custo desses elementos armazenadores e a elevação da sua eficiência, essas aplicações estão se tornando cada vez mais viáveis, pretendendo-se com isso reduzir os impactos da geração FV causados pela variação do fluxo de potência e assim estabilizar a produção local de energia com o consumo local.

4.1. Regulamento para sistemas de Microgeração conectado a rede.

Para que se torne viável a inserção de sistemas de Microgeração conectados a rede elétrica tais sistemas são submetidos a normas regulamentadoras. Internacionalmente, existem duas normas do IEEE que são utilizadas como referência para a criação das normas individuais de cada país ou região: a IEEE std 1547-2003 e a IEEE std 929-2000.

Além dessas, a norma europeia IEC 61727-2004 também determina características específicas para estes sistemas.

Atualmente, no Brasil, foi criado o Grupo de Trabalho de Geração Distribuída com Sistemas Fotovoltaicos (GT-GDSF) que é responsável por criar uma legislação regulamentadora específica para estes sistemas a fim de desenvolver normas específicas, em cumprimento à Portaria No. 36 de 28/11/2008 do Ministério de Minas e Energia (MME) (CARACAS, 2013a). A seguir é realizada uma breve descrição das normas relacionadas à variação de tensão da rede, a THD de corrente injetada na rede e a proteção contra ilhamento.

4.1.1. Tensão da rede elétrica

Geralmente, aplicação de sistemas de MG não contribui para o controle da tensão na rede, porém esta tensão deve ser monitorada e sempre que estiver fora dos níveis operacionais pré-definidos, o sistema de microgeração deve ser desligado para evitar que contribua para a elevação do distúrbio na rede. A Tabela 4.1 mostra os níveis de tensão e tempos de desligamento aceitáveis em função da tensão nominal da rede, segundo a norma IEEE 929§4.1 (IEEE STD 929, 2000).

Tabela 4.1- Características operacionais de tensão da rede.

Tensão da rede	Tempo máximo de desligamento
$V < 50\%$	0,1 segundos
$50\% \leq V \leq 85\%$	2,0 segundos
$85\% \leq V \leq 110\%$	Funcionamento normal
$110\% \leq V \leq 135\%$	2,0 segundos

4.1.2. Taxa de distorção harmônica de corrente injetada na rede

A Tabela 4.2 mostra a máxima distorção harmônica total (*THD*) e a máxima específica para cada harmônica da corrente injetada na rede, segundo a norma IEEE 929 §4.4. Observa-se que os limites aceitáveis para a distorção harmônica da corrente variam em função da razão entre a corrente de curto-circuito do PAC e a corrente nominal do sistema FV conectado a rede. Quanto menor for essa razão, maior será a influência das harmônicas de corrente sobre a rede no PAC, portanto, mais restritivos devem ser os limites.

Sendo:

I_{cc} : corrente de curto-circuito no PAC;

I_o : corrente nominal do sistema FV;

n : a ordem da harmônica;

Tabela 4.2- Limites de distorção da corrente para sistemas de distribuição.

Máxima corrente harmônica em % da corrente de carga nominal Harmônicas ímpares						
I_{cc}/I_o	n<11	11<n<17	17<n<23	23<35	35< n	$THD_i(\%)$
<20	4	2	1,5	0,6	0,3	5
20<50	7	3,5	2,5	1	0,5	8
50<100	10	4,5	4	1,5	0,7	12
100<1000	12	5,5	5	2	1	15
>1000	15	7	6	2,5	1,4	20

Em alguns casos, em que sistemas de microgeração também realizam o balanço de reativos, deseja-se que o sistema FV forneça energia reativa para equilibrar ou compensar as cargas conectadas à rede. Nos casos em que o sistema deve fornecer somente potência ativa, a norma IEEE 929 §4.5 exige fator de potência superior a 0,9 para operação acima de 50% da potência nominal do sistema de MG.

Devido às características do sistema híbrido (FV/bateria), torna-se imprescindível o estudo das estratégias de controle do fluxo de potência analisando os respectivos modos de operação, conectado ou ilhado e em condições extremas como: desligamento da rede elétrica, limites do estado de carregamento (SOC) do banco de baterias e queda abrupta de irradiação.

Para o sistema FV/Bateria, alguns modos de operação são obtidos, onde diferentes estratégias de controle são aplicadas e analisadas via simulação, permitindo avaliar a efetividade das estratégias de controle propostas em comparação com sistemas FV, do ponto de vista dos impactos gerados na rede elétrica.

4.2. Estratégia de controle para Sistema FV sem banco de baterias.

De acordo com (REMUS TEODORESCU, 2011), o controle dos sistemas FV pode ser dividido em duas etapas principais:

- Controle da Potência Gerada: Consiste em rastrear o Ponto de Máxima Potência (PMP) dos painéis, de modo a assegurar o fornecimento de máxima potência dos mesmos;
- Controle da Potência Injetada: Composto por um controle em cascata, onde na malha externa é realizado controle da tensão do barramento CC com inversor, de modo a manter a tensão no barramento constante, enquanto que na malha interna é feito o controle da corrente injetada na rede, de modo a controlar a corrente ou o fluxo das potências ativa e reativa no PAC.

Este padrão está presente em algumas soluções comerciais de inversores. Ao descrever esta solução pode-se observar na Fig. 4.1 o sentido do fluxo de potência para os componentes do sistema e com isto observar que a potência injetada na rede varia em função do índice de radiação, ou seja, a potência gerada nos painéis é igual à potência fornecida para rede eq. (4.1).

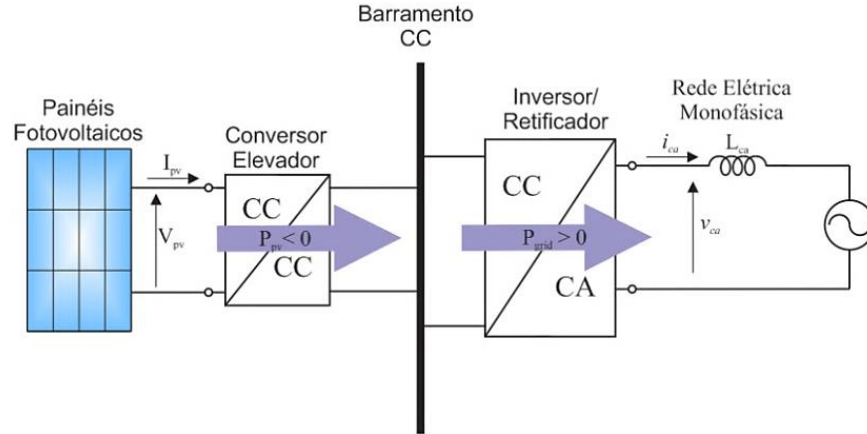


Fig. 4.1 Diagrama do fluxo de potência do sistema FV

Considerando a convenção de sinal na Fig. 4.1, o equilíbrio de energia do sistema é obtido a partir da eq. (4.1).

$$P_{grid} - P_{PV} = 0 \quad (4.1)$$

Para controle da potência gerada é adotado o algoritmo MPPT conforme detalhado no capítulo anterior. Em todos os casos estudados será utilizado o mesmo algoritmo MPPT P&O descrito no Apêndice B.



Fig. 4.2 Controle do MPPT para o conversor *boost*

4.2.1. Controle da Potência injetada na rede

Para controlar a potência injetada na rede primeiramente deve-se obter o sinal que determina o ângulo de fase da tensão da rede para sincronizar com a corrente a ser injetada. Da mesma forma que o algoritmo MPPT foi definido como o P&O, adotaremos o PLL descrito em (REMUS TEODORESCU, 2011) para todas as estratégias de controle obtidas neste trabalho.

O controle da potência injetada na rede se faz através do controle do inversor CC/CA com a modulação PWM, onde primeiramente é necessário obter a malha interna de

corrente e posteriormente à malha externa de tensão. A Fig. 4.3 apresenta a malha de controle de corrente, onde $Ctr_{i_{ca}}$ é o controlador de corrente e H_{PWM} é a função de transferência do PWM e H_f é a função de transferência que representa a planta do sistema, que para sintonia dos ganhos do controlador será igual à função de transferência do filtro L descrita na eq. (3.66) no capítulo anterior.

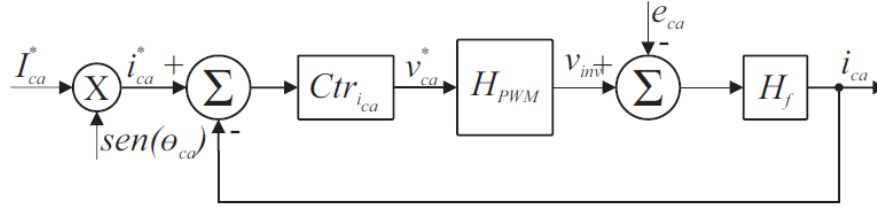


Fig. 4.3 Malha de controle de corrente do inversor

Para este caso é desejável que a troca entre rede elétrica monofásica seja exclusivamente de potência ativa, então a sincronização com o sinal de tensão da rede elétrica é feita através do termo $sen(\theta_{ca})$, obtido através do PLL. Obtendo a malha de controle de corrente, o próximo passo é o projeto do controlador $Ctr_{i_{ca}}$, considerando um controlador PI conforme eq. (4.2),

$$Ctr_{i_{ca}} = K_{pi} + \frac{K_{ii}}{s} \quad (4.2)$$

Dessa forma a FTMF da malha será dada por eq.(4.3)

$$\frac{I_{ca}(s)}{I_{ca}^*(s)} = \frac{K_{pi}}{s^2 L_{eq} T_s + s L_{eq} + K_{ii}} \quad (4.3)$$

Utilizando a técnica de cancelamento do polo mais lento resolve-se a eq. (4.3) para que se obtenham polos reais e iguais. Dessa forma encontram-se os valores dos ganhos do controlador como sendo:

$$K_{pi} = \frac{1}{4T_s} \quad (4.4)$$

$$K_{ii} = K_{pi} * \frac{R_{eq}}{L_{eq}} \quad (4.5)$$

Em (SILVA, 2015) são exploradas as principais estratégias abordadas ao longo da literatura das quais são avaliadas a eficiência para controlar sinais com referencias senoidais chegando à conclusão que o controlador PI clássico no referencial estacionário não é capaz de garantir erro de regime permanente nulo. Também em (SILVA, 2015) é analisado o controlador PI no referencial síncrono proposto em (REMUS TEODORESCU,

2011) onde se verifica que o controlador garante erro de regime permanente nulo, porém com elevada complexidade.

Diante disto para o controle da malha interna de corrente foi adotado o controlador P Ressonante, por garantir o erro de regime permanente nulo e por apresentar uma implementação simples.

4.2.2. Controlador P Ressonante

Para garantir erro de regime permanente senoidal nulo de uma forma mais simples do que utilizando do controlador PI no referencial síncrono, é abordado em (CARACAS, 2013a) o controlador denominado de controlador Proporcional Ressonante (P+RES) cuja estrutura é apresentada na eq. (4.6).

$$Ctr_{r_{i_{ca}}} = K_{pi} + \frac{2 \cdot K_{ii} s}{s^2 + \omega_0^2} \quad (4.6)$$

Essa estrutura deve-se ao fato da corrente de referência apresentar característica senoidal, conforme eq. (4.7) o que gera uma perturbação do sinal representada pela eq. (4.8), obtida pela transformada de Laplace.

$$I_{ca} = i_{ca} \cdot \text{sen}(\omega_1 \cdot t) \quad (4.7)$$

$$I_{ca} = I_{ca}^* \frac{\omega_1}{s^2 + \omega_1^2} \quad (4.8)$$

Dessa forma segundo (CARACAS, 2013a) quando $\omega_0 = \omega_1$ o controlador P-RES possui desempenho equivalente ao controlador PI no referencial síncrono, ou seja, garantirá erro de regime permanente nulo.

Na Fig. 4.4 está representada a resposta em frequência do controlador P+RES, com frequência de ressonância igual à componente fundamental da rede elétrica, isto é, 60 Hz.

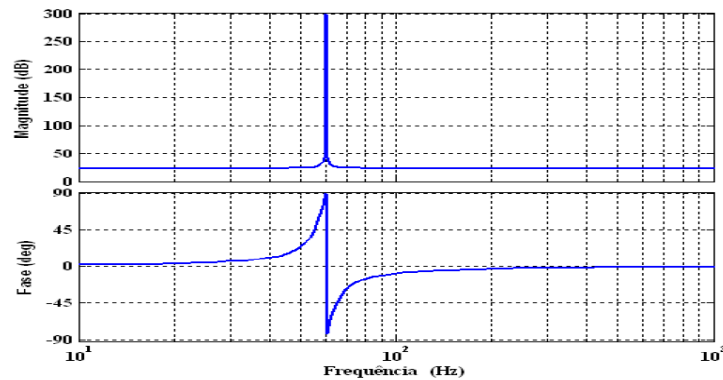


Fig. 4.4 Resposta em frequência do controlador P-RES

Observa-se na Fig. 4.4 que o controlador possui ganho infinito na frequência de ressonância, garantido, para essa frequência, erro de regime permanente senoidal nulo. De acordo com (REMUS TEODORESCU, 2011), o ganho infinito, associado à frequência de ressonância desse controlador, pode provocar instabilidade na malha fechada do sistema, além de ser uma característica idealizada, visto que, dificilmente um ganho dessa intensidade possa ser alcançado utilizando sistemas digitais de precisão finita (CARACAS, 2013b). Para contornar esses problemas, pode-se utilizar o controlador P+RES não ideal onde o integrador é aproximado por um filtro passa-faixas, conforme representado pela eq. (4.9).

$$Ctr_{res_{i_{ca}}} = K_{pi} + \frac{2 \cdot K_{ii} \omega_{cs} s}{s^2 + 2\omega_{cs} s + \omega_0^2} \quad (4.9)$$

onde ω_{cs} representa a frequência de corte do integrador não ideal ($\omega_{cs} \ll \omega_0$).

A Fig. 4.5 apresenta a resposta em frequência do controlador P-RES não ideal para diferentes valores de ω_{cs} . Observa-se que, na frequência de ressonância, o controlador não possui ganho infinito, porém continua possuindo um ganho muito elevado, forçando um erro de regime permanente senoidal muito pequeno. Outra vantagem do controlador P-RES não ideal é que sua banda passante pode ser ajustada manipulando-se adequadamente o valor de ω_{cr} , reduzindo a sensibilidade do controlador em relação às rápidas variações de frequência na tensão da rede elétrica (REMUS TEODORESCU, 2011).

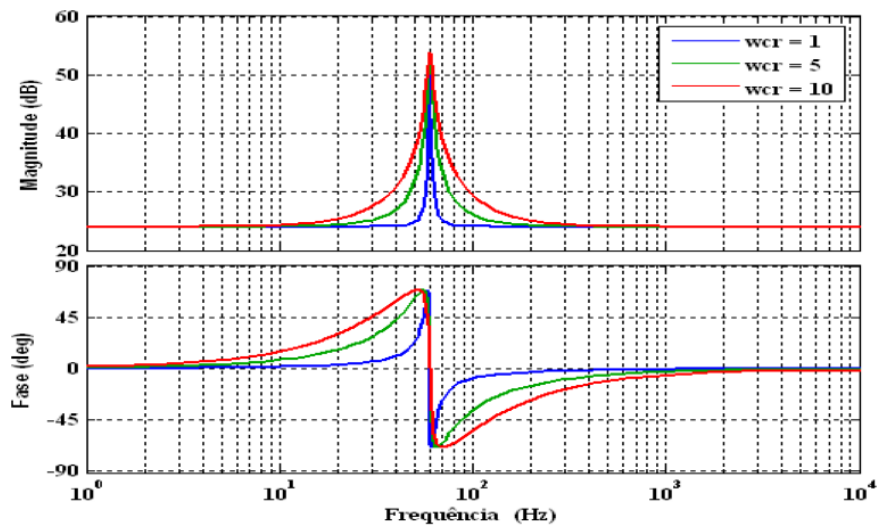


Fig. 4.5 Resposta em frequência do controlador P-RES não ideal

Definido o controle da corrente como sendo o P+RES e os ganhos calculados nas eqs. (4.4) e (4.5) é necessário obter o sinal de referência da corrente que é obtido através da

malha externa do controle da tensão do barramento, logo através do controle da tensão do barramento, se obtém a corrente de referência I_{ca}^* .

4.2.3. Controle da tensão do barramento

Com base na expressão (3.76) do capítulo anterior pode-se construir o diagrama de blocos da malha externa de controle de tensão, conforme ilustrado pela Fig. 4.6, sendo H_{ica} a FTMF da malha de corrente e Ctr_{bar} função de transferência do controlador de tensão conforme eq. (4.10), K_v é a constante que relaciona a corrente do inversor com a corrente de entrada do barramento e H_v é a função de transferência que representa o sistema conforme eq. 4.11.

$$Ctr_{bar} = K_{pv} + \frac{K_{iv}}{s} \quad (4.10)$$

$$H_v = \frac{1}{sC_{bar}} \quad (4.11)$$

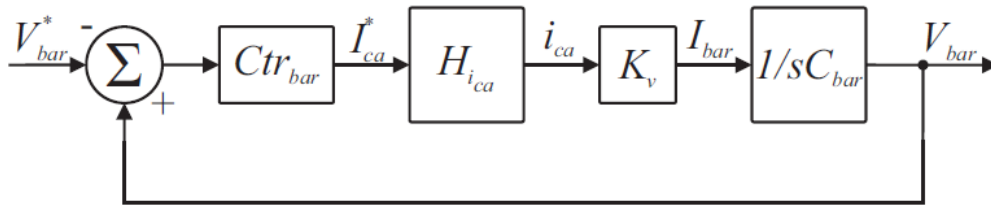


Fig. 4.6 Malha de controle da tensão do barramento CC

Para simplificar o projeto dos ganhos do controlador de tensão, deve-se considerar que a malha interna de corrente é muito mais rápida do que a malha externa de tensão, de modo que, a expressão da função de transferência em malha fechada eq. (4.12) seja satisfeita.

$$H_{ica} \cong 1 \quad (4.12)$$

Com isso, quando a tensão do barramento tende ao seu valor de referência, o controle de corrente já tem entrado em erro de regime permanente nulo há muito tempo atrás. Caso essa condição seja satisfeita, o diagrama de blocos da malha externa de controle de tensão pode ser ilustrado de acordo com a Fig. 4.7.

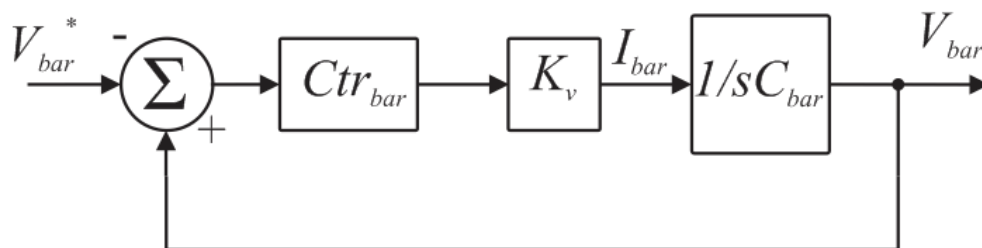


Fig. 4.7 Malha simplificada de controle da tensão do barramento CC

Com a malha de controle da tensão do barramento pode-se obter a função de transferência de malha aberta conforme eq. (4.13) e eq. (4.14).

$$H_{0v} = Ctr_{bar} K_v H_v \quad (4.13)$$

$$H_{0v} = K_v \frac{K_{pv}s + K_{iv}}{s^2 C_{cc}} \quad (4.14)$$

Com a FTMA se obtém a FTMF na eq. (4.15)

$$H_{fv} = K_v \frac{\frac{K_v \cdot K_{pv}}{C_{cc}} s + \frac{K_v \cdot K_{iv}}{C_{cc}}}{s^2 + \frac{K_v \cdot K_{pv}}{C_{cc}} + \frac{K_v \cdot K_{iv}}{C_{cc}}} \quad (4.15)$$

A partir da eq. (3.15) podemos encontrar os ganhos do controlador Ctr_{bar} . De acordo com (CARACAS, 2013) o projeto dos ganhos do controlador pode ser realizado a partir da comparação da função de transferência dada em (4.15) com a função de transferência canônica contendo um zero e dois polos, conforme eq. (4.16).

$$H_{can}(s) = \frac{2\zeta\omega_n s + \omega_n^2}{s^2 + 2\zeta\omega_n s + \omega_n^2} \quad (4.16)$$

Comparando a função de transferência dada em (4.15) com (4.16), podemos encontrar os ganhos do controlador da tensão do barramento CC:

$$k_{pbar} = \frac{2\zeta\omega_n C_{bar}}{K_v} \quad (4.17)$$

$$k_{ibar} = \frac{\omega_n^2 C_{bar}}{K_v} \quad (4.18)$$

Fixando-se o valor do fator de amortecimento $\zeta = 1,0$ e $\omega_n = 0,1\omega_c$ temos:

$$k_{pbar} = 0,104$$

$$k_{ibar} = 3,41$$

4.2.4. Simulação: sistema de geração FV sem banco de baterias

O sistema de geração FV sem baterias descrito apresenta as seguintes características:

- Sistema monofásico com dois estágios de conversão
- Barramento CC conectando os conversores CC-CC e CC-CA
- Fornecimento de potência ativa

- Conexão do sistema FV com a rede através de um inversor ponte H e filtro LCL
- Uso de transformador conectado a rede de distribuição CA em baixa tensão

Conforme é apresentado na Fig. 4.8 o sistema é constituído por painéis fotovoltaicos conectados em série a um conversor *boost* que está conectado ao barramento CC. Este barramento é conectado a um inversor que juntamente com um filtro LCL é conectado a rede elétrica.

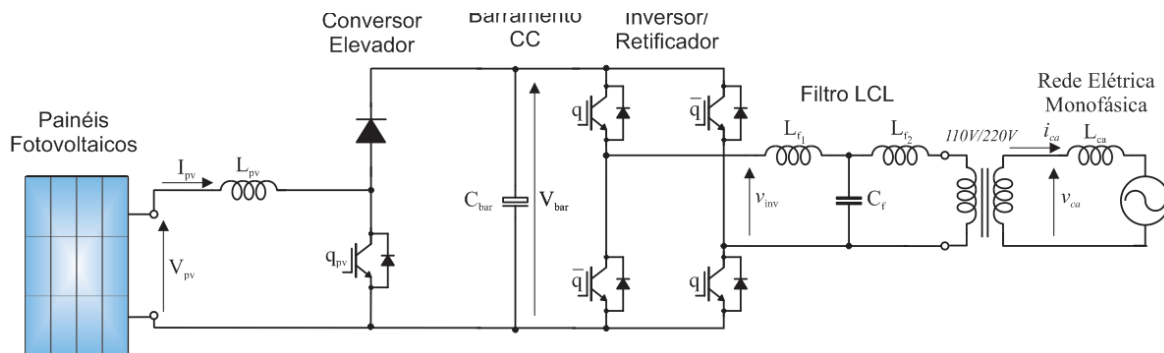


Fig. 4.8 Topologia do sistema de geração FV sem bateria

As variáveis de controle do conversor *boost* são independentes das variáveis de controle do inversor como foi destacado anteriormente. O conversor opera com algoritmo MPPT P&O para fornecer a máxima potência dos painéis ao barramento CC que dessa forma tende a elevar a tensão do barramento, já o controle do inversor injeta corrente na rede elétrica a partir do controle da tensão do barramento considerando um valor de referência $V_{bar_ref} = 200V$, ou seja, se a tensão excede 85% do valor de referência o inversor injeta corrente na rede, se esse valor não é excedido o inversor permanece desligado.

Na Tabela 4.3 são listadas as especificações do sistema de geração com duas *strings* em paralelo de 8 painéis de 120 Wp modelo KC120 da Kyocera, totalizando 16 painéis conectados ao conversor *boost*.

Tabela 4.3: Especificações do sistema de geração

Especificações	Boost
$V_{fv(max)}$	168 V
$I_{fv(max)}$	7,45 A
$P_{fv(max)}$	2 kW
V_{bar}	200 V
$f_{chaveamento}$	10k Hz
L_{boost}	7mH
C_{boost}	24μF
$I_{max_semicondutores}$	7,45 A

O dimensionamento do indutor e capacitor e a corrente máxima estão descritos no Apêndice B.

O dimensionamento do inversor e filtro LCL, é obtido com base nas especificações da tensão do barramento CC e da rede elétrica na qual o conversor está conectado, além das variações de tensão no barramento e da corrente no filtro. Deve-se atentar para os harmônicos que se deseja injetar na rede elétrica monofásica.

Na norma IEEE 929 §4.4 é definido que a THD para corrente injetada na rede deve ser no máximo 5% e qualquer componente harmônica de ordem superior a 35ª deve ter amplitude inferior a 0,3% da amplitude da corrente nominal de saída do inversor. Com base nessa norma é possível realizar o projeto do filtro LCL, isto é, calcular o valor de cada um dos parâmetros do filtro de modo a atender as restrições exigidas pela norma. Em (CARACAS, 2013) são destacados as especificações desejadas para o inversor que encontram-se na Tabela 4.4.

Tabela 4.4: Especificações para o cálculo do filtro

Especificações	Filtro
ΔV_{bar}	10 V
Y_c	10 %
$ I_{Lf1} 2\omega_s $	0,3 %
ΔI_{Lf1}	0,5
$ I_{Lf2} 2\omega_s $	5,5 %
Especificações dos componentes	
C_f	8,22 μ F
L_{f1}	10 mH
L_{f2}	156,8 μ H
C_{bar}	442,1 μ F
$I_{max_semicondutores}$	7,45 A

Com os dados da tabela 4.4, foram calculados os componentes do filtro e do inversor descritos no Apêndice B, também foram calculados os ganhos dos controladores, com base nas equações (4.4), (4.5), (4.17) e (4.18), Tabela 4.5.

Tabela 4.5: Ganhos do controlador PI para o conversor *buckboost*

Ganho dos controladores	
k_{pi}	25
k_{ii}	92
$k_{p_{bar}}$	0,104
$k_{i_{bar}}$	3,41

A rotina de cálculos de todos os componentes bem como os ganhos dos controladores está descrita no apêndice C deste documento. As simulações desse sistema foram

realizadas no software *MatLab/Simulink*, o perfil de radiação e a quantidade de painéis são as mesmas utilizadas nas simulações anteriores.

Atraves de resultados obtidos via simulação é constatado que toda a potência gerada pelos painéis é fornecida para rede elétrica, ou seja, a potência injetada na rede depende do perfil de irradiância. Isto pode ser observado nas Figs. 4.9 e 4.10.

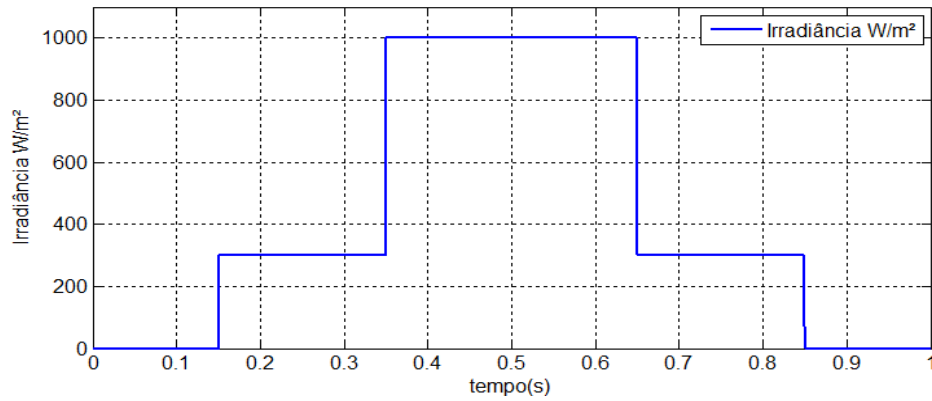


Figura 4.9: Perfil de irradiância utilizado para simulação.

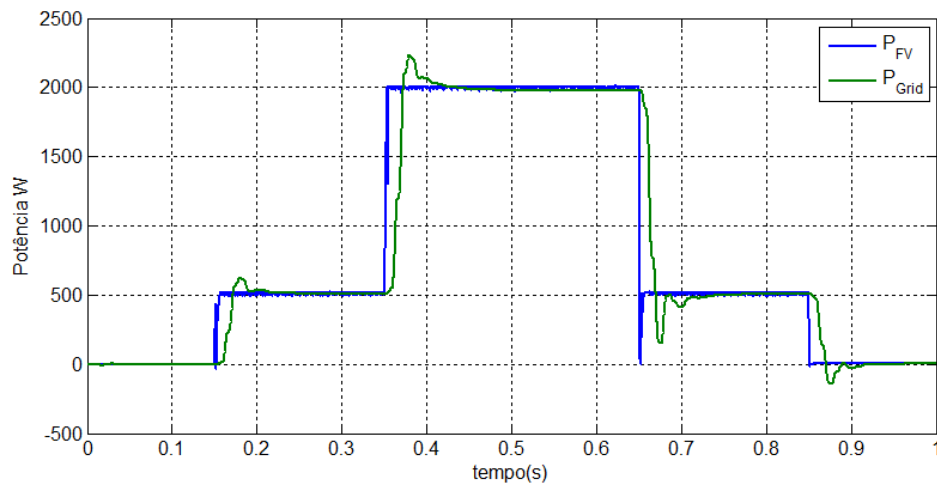


Figura 4.10: Potência gerada e potência injetada na rede.

Na Fig. 4.11 podemos observar a corrente e a tensão da rede, verificando que as mesmas estão em fase gerando apenas potência ativa e a amplitude da corrente varia de acordo com o perfil de radiação obtido.

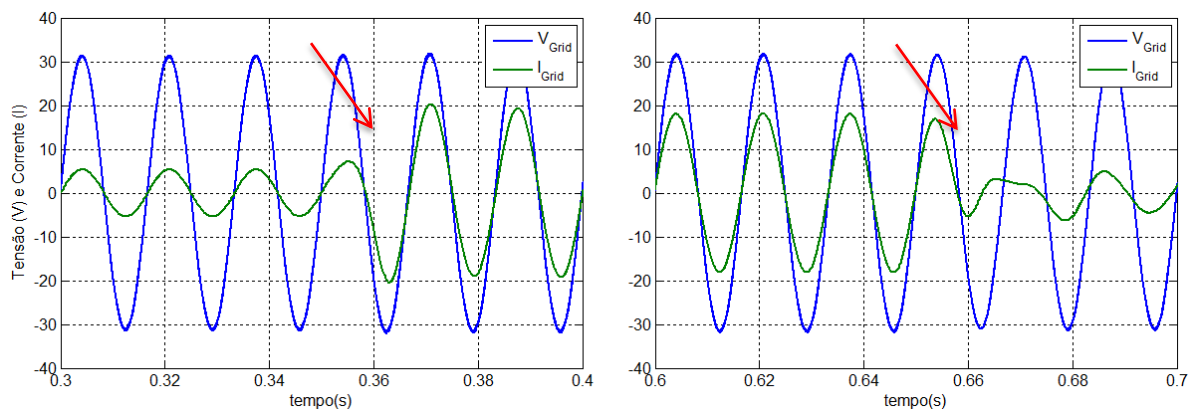


Figura 4.11: Variação da corrente injetada na rede.

Nos instantes de tempo 0,35s e 0,65s observamos a variação da corrente injetada na rede em função do degrau de irradiação com elevação e queda de 70%. Com os degraus de irradiação podemos observar também na Fig. 4.12 o comportamento da tensão do barramento CC em torno da referência 200 V.

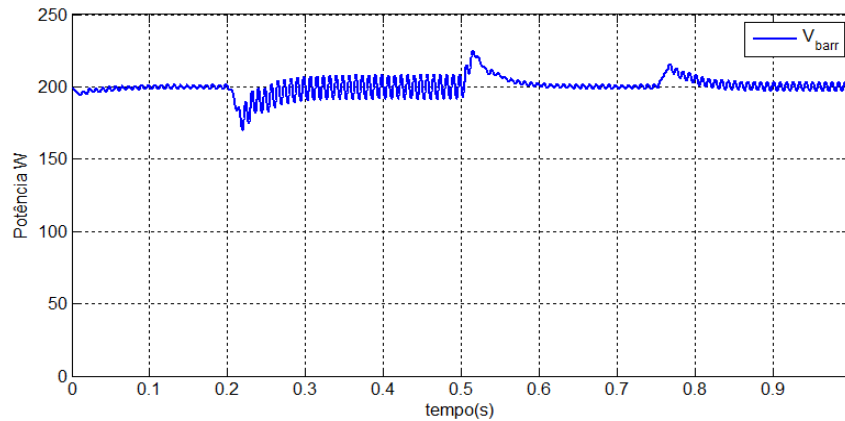


Figura 4.12: Tensão no barramento CC.

Com relação à norma IEEE 929 §4.4 podemos observar no gráfico da Fig. 4.13 que a THD de corrente injetada na rede elétrica está em 0,5% para o nível de irradiação mais elevado, aplicados ao arranjo FV e para o nível de irradiação de 300 W/m² está em 2,0%.

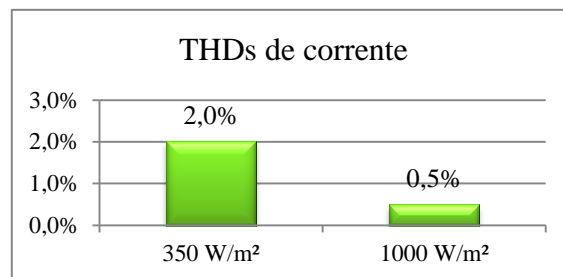


Figura 4.13: THD de corrente no PAC.

Com os resultados obtidos via simulação podemos constatar que em consequência da baixa geração FV, devido a baixos índices de irradiação, faz com que a THD de corrente aumente.

Ao utilizar sistemas de geração FV questiona-se sobre a ocorrência de falhas no sistema elétrico acarretando no desligamento do sistema. Para estes casos o sistema de geração FV deve detectar quando a rede está desenergizada e cessar a geração. Isto ocorre devido a questões relacionadas ao regulamento da conexão do sistema de geração com a rede e também devido ao fato de que apenas a geração FV sem nenhuma outra fonte auxiliar e/ou sistema de armazenamento, não é uma geração estável e não pode operar de forma autônoma após desconectar-se da rede elétrica. Detalhes e estudos feitos sobre o comportamento do sistema híbrido (FV/Bateria) considerando o sistema desconectado serão abordados no capítulo posterior.

4.3. Estratégia de controle do sistema FV com banco de baterias.

Com a inserção do banco de baterias em sistemas FV conectados, o barramento CC do sistema passa a ter o fluxo de potência em diferentes sentidos, visto que a bateria pode absorver ou fornecer energia ao barramento CC, dessa forma o inversor pode absorver ou fornecer potência da rede elétrica, dependendo do estado de carregamento *SOC* do banco de baterias e do índice de radiação solar. Devido a estas características em (CHOE et al., 2010), são apresentados as diferentes direções de fluxo de potência do sistema e suas convenções de sinais correspondentes, conforme Fig. 4.14.

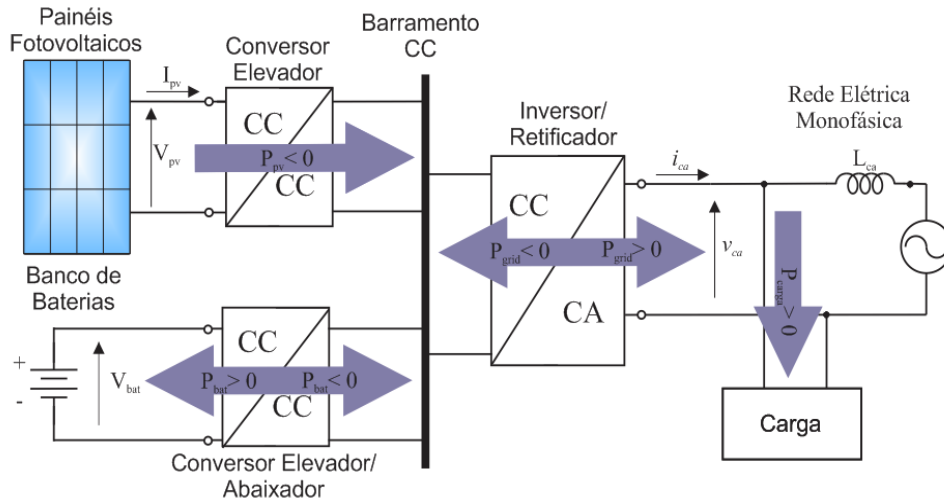


Fig. 4.14: Diagrama do fluxo de potência do sistema FV/Bateria

Considerando-se a convenção de sinal na Fig. 4.14, o equilíbrio de energia do sistema é obtido a partir da equação (4.19).

$$-P_{PV} + P_{carga} \pm P_{bat} \pm P_{grid} = 0 \quad (4.19)$$

A partir da eq. (4.19) são observadas algumas restrições, a primeira restrição está relacionada ao sistema de armazenamento que oferece algumas limitações por ser uma fonte de energia finita. A eq. (4.20) corresponde ao limite de carga e descarga, aplicado ao banco de baterias para limitar o envelhecimento das mesmas. A segunda, eq. (4.21) corresponde à restrição imposta pela limitação da rede, onde se deve limitar a potência máxima com relação ao pico de demanda da carga.

$$SOC_{min} < SOC < SOC_{max} \quad (4.20)$$

$$P_{grid} < P_{grid}^{max} \quad (4.21)$$

Na Fig. 4.15 são observados os componentes do sistema para o qual se faz necessário à descrição do controlador do sistema FV/Bateria.

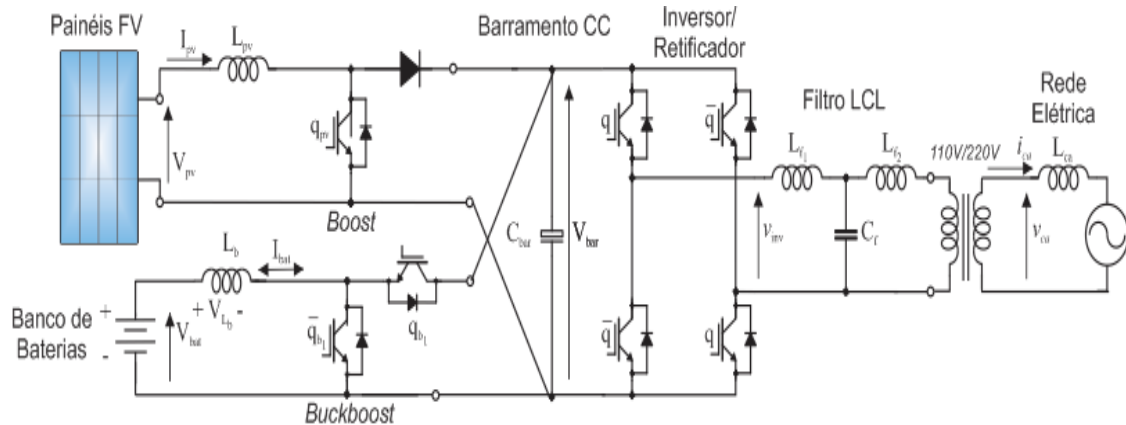


Fig. 4.15 Sistema de geração FV com bateria

4.3.1. Controlador do sistema FV com banco de baterias

O controlador do sistema FV/Bateria é baseado na verificação de dois parâmetros, um é o nível de tensão do barramento CC e o outro é o estado de carga do banco de baterias (SOC). O estado de carga consiste em um indicador do nível de energia disponível na bateria, relacionado à sua capacidade, ou seja, é um indicador percentual.

Em (DAUD et al., 2012) são discutidos os níveis de SOC admissíveis para vários tipos de bateria, além de propor um método de controle do estado de carga/descarga visando garantir o desempenho eficiente e operação segura do sistema de armazenamento.

Partindo do controle proposto em (DAUD et al., 2012), foi descrito um fluxograma onde é considerado o “SOC” e o nível de tensão do barramento CC. No fluxograma Fig. 4.16, é apresentado também o funcionamento do conversor *buckboost* para carregar ou descarregar a bateria. O fluxograma descreve as etapas associadas aos modos de operação do sistema até chega a definição do modo de funcionamento do conversor *buckboost*.

Inicialmente é feita a leitura do nível do SOC e da tensão do barramento CC. Na sequência é verificado se o SOC está entre o limite superior (inferior a 95%, por segurança - SOC_{max}) e o limite inferior (superior a 60% - SOC_{min}). Caso verdadeiro o sistema passa a operar no modo de operação I onde o conversor *buckboost* funcionará de modo a controlar a tensão do barramento funcionando como um conversor *buck* ou *boost*.

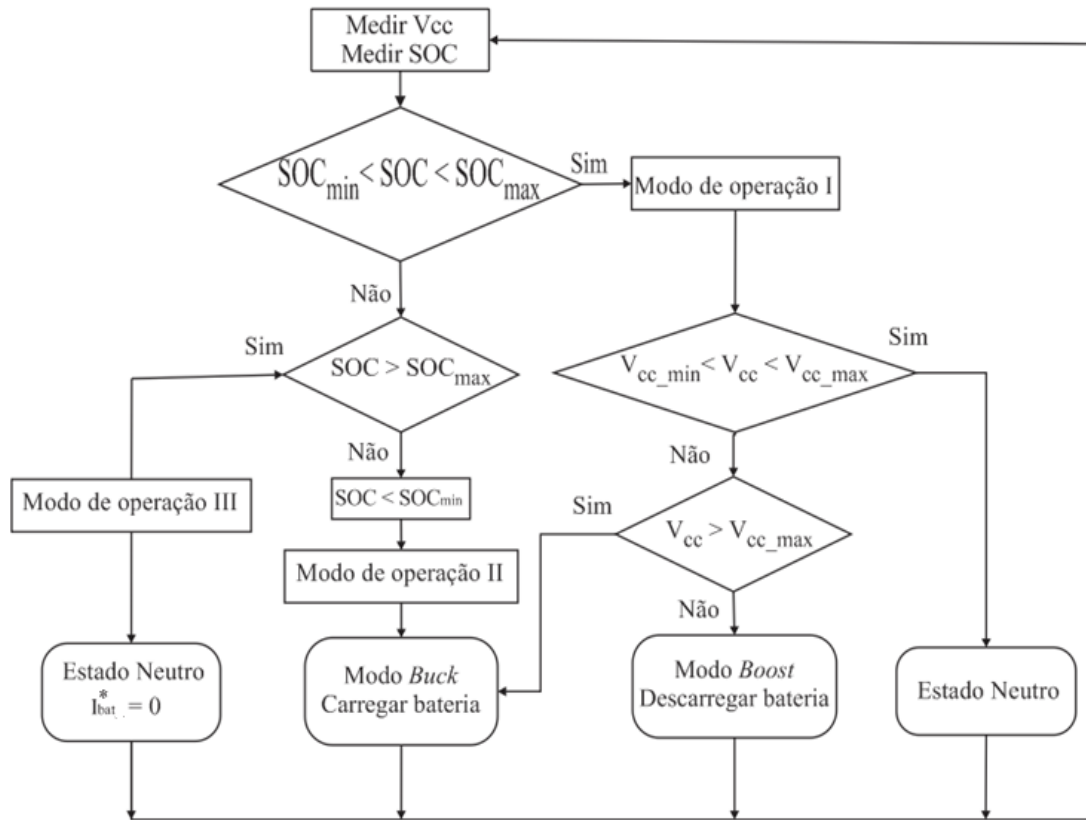


Fig. 4.16: Fluxograma dos modos de operação do conversor *buckboost*

Dessa forma o conversor *buckboost* irá operar segundo a condição de referência da tensão do barramento. Caso $V_{cc} < V_{cc_ref}$ o conversor irá funcionar como um *boost* fornecendo potência da bateria para o barramento CC, se $V_{cc} > V_{cc_ref}$ o conversor *buckboost* irá funcionar como um *buck* fornecendo potência do barramento CC para o banco de baterias, caso V_{cc} esteja dentro dos limites, o conversor irá operar em estado de neutro, ou seja, $V_{cc} = V_{cc_ref}$ e dessa forma o conversor *buckboost* não irá fornecer nem absorver potência do barramento.

Ao verificar que o nível do SOC do banco de baterias não está entre os limites máximo e mínimo, verifica-se se o limite está acima. Se o banco de baterias estiver totalmente carregado $SOC > SOC_{max}$ o sistema irá operar no modo III, onde será aplicado um referencial de corrente igual a zero $I_{bat}^* = 0$, para que o conversor atue de forma a não fornecer nem absorver potência ao barramento CC.

Se estiver abaixo do limite mínimo $SOC < SOC_{min}$ o sistema irá operar no modo II, onde o controle da tensão do barramento CC será feito pelo inversor e o conversor *buckboost* irá funcionar como um *buck* cujo controle seguirá as referências do plano de carga da bateria até que a mesma atinja 80% da capacidade.

Para que o sistema funcione cumprido a sua devida aplicação, ou seja, reduzir as flutuações e elevação de tensão na rede elétrica de tensão na rede, é desejável que o mesmo opere somente no modo de operação I e dependendo das limitações passe a operar nos modos II ou III.

4.4. Supervisório e modos de operação do sistema

Neste trabalho foi considerado o método de controle descentralizado ou também chamados “localizados”, onde os sistemas de MG são independentes e a medição de tensão e potência se faz no PAC.

O supervisório controla a tomada de decisão entre os três modos de operação, onde em cada modo, as ações de controle são tomadas com base nas amostras obtidas das medições de tensão do barramento CC e SOC do banco de baterias.

Os três modos são especificados a seguir:

- Modo I - Controle ($P_{rede} = const$): sistema híbrido (FV/Bateria) com controle de potência injetada na rede constante;
- Modo II - Controle ($P_{bat} = const$): sistema híbrido (FV/Bateria) com controle de potência injetada na bateria constante;
- Modo III - Controle ($fp = 1$): sistema FV operando com fator de potência unitário e banco baterias fora de operação;

4.4.1. Modo I: Controle ($P_{rede} = const$)

O modo de controle ($P_{rede} = const$) é aplicado ao sistema onde a potência injetada na rede se mantém constante e o banco de baterias absorve toda a variação e excesso de potência gerada pelo sistema FV. Com a potência injetada na rede constante e o conversor *boost* operando com o algoritmo MPPT, irá ocorrer variações na potência gerada pelo sistema PV em função das variações de irradiação solar, dessa forma o banco de baterias através do controle aplicado ao conversor *buckboost* irá fornecer energia ao barramento para estabilizar as flutuações e manter a tensão do barramento constante, o diagrama para este método é apresentado na Fig. 4.18.

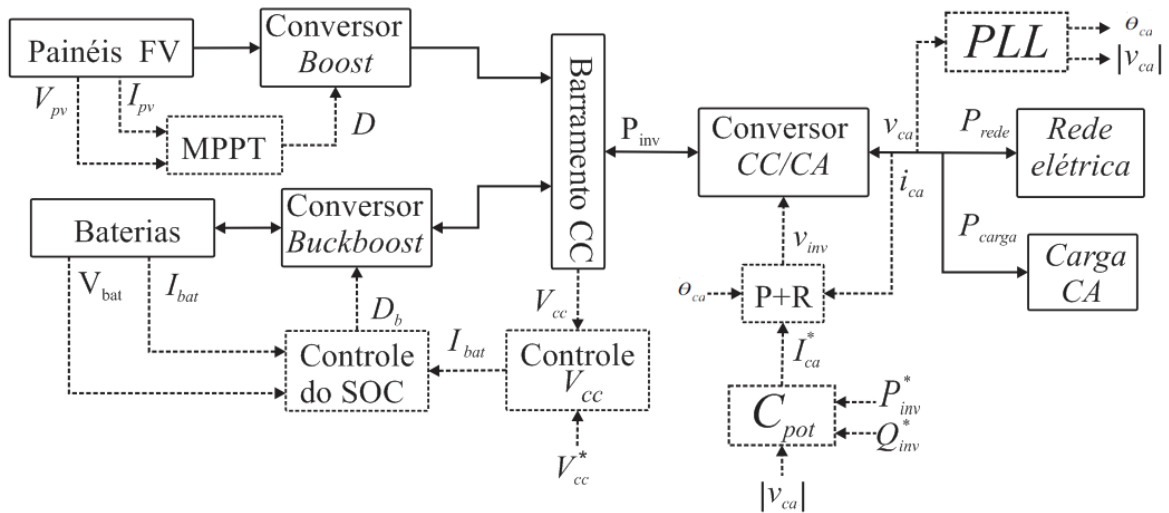


Fig. 4.18 Diagrama de bloco para o controle ($P_{rede} = const$).

A malha de controle aplicada ao SOC do banco de baterias também deve conter uma restrição quanto ao limite de corrente considerando os valores nominais de carga e descarga. Segundo (Moura, 2011) não é recomendável aplicar uma corrente maior do que 10% da capacidade nominal da bateria, visto que correntes acima de 10% podem reduzir a vida útil da mesma. Assim, o conversor *buckboost* bidirecional realiza o fluxo de potência do sistema para manter o barramento CC estável em 200 V com a finalidade de amortecer as variações e absorver o excesso da potência gerada no painel FV. É desejável que o fluxo de potência para a rede seja constante, independente das variações de geração no painel. Assim, a bateria deve complementar o suprimento de potência quando a geração FV não for suficiente. Se a geração FV for maior do que o consumo, então a bateria absorve a potência excedente.

As malhas de controle do sistema são definidas como: (a) malha de controle da potência injetada na rede elétrica, Fig. 4.19(a) e malha de controle da tensão do barramento Fig. 4.19(b).

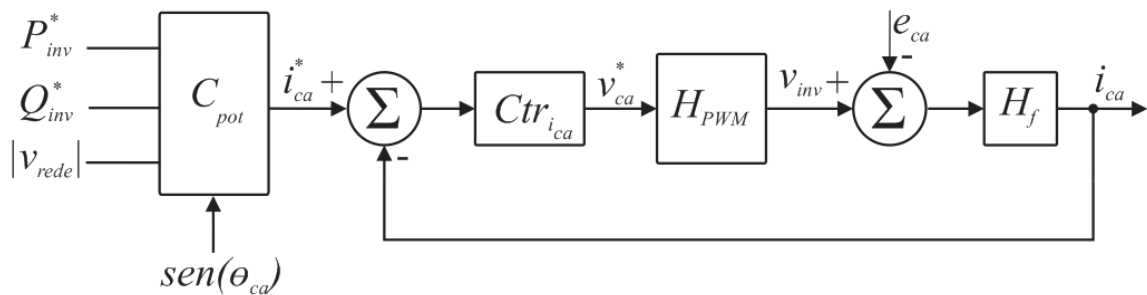


Fig. 4.19 (a) Malha de controle da potência injetada na rede

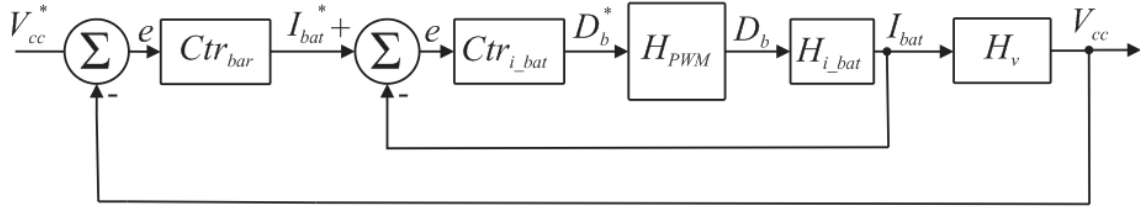


Fig. 4.19 (b) Malha de controle da tensão do barramento

Para obter a corrente de referência a ser injetada na rede é utilizado o bloco C_{pot} onde a partir da potência de referência obtida calcula-se a corrente de referência I_{ca} com base na eq. 4.22.

$$I_{ca}^* = \sqrt{2} \frac{P_{ref}}{V} \sin(\omega t + \theta_v) - \sqrt{2} \frac{Q_{ref}}{V} \cos(\omega t + \theta_v) \quad (4.22)$$

ou seja:

$$I_{ca} = I_{real} + I_{img} \quad (4.23)$$

Todos os parâmetros do sistema de geração FV conectado a rede são os mesmos do sistema sem baterias, já os parâmetros do sistema de armazenamento bem como a modelagem do sistema e os ganhos dos controladores foram obtidos no capítulo 2. A rotina de cálculos de todos os componentes bem como os ganhos dos controladores está descrita no apêndice C deste documento.

4.4.2. Modo II: Controle ($P_{bat} = const$)

O modo de controle ($P_{bat} = const$) é utilizado para sistemas híbridos (FV/Bateria) realiza o controle de carregamento do banco de baterias com corrente constante, o que caracteriza o controle de potência constante ($P_{bat} = const$), dessa forma a malha de controle aplicada ao inversor irá atuar para manter a tensão do barramento constante e consequentemente absorve as variações da potência gerada pelo sistema FV, Fig. 4.20.

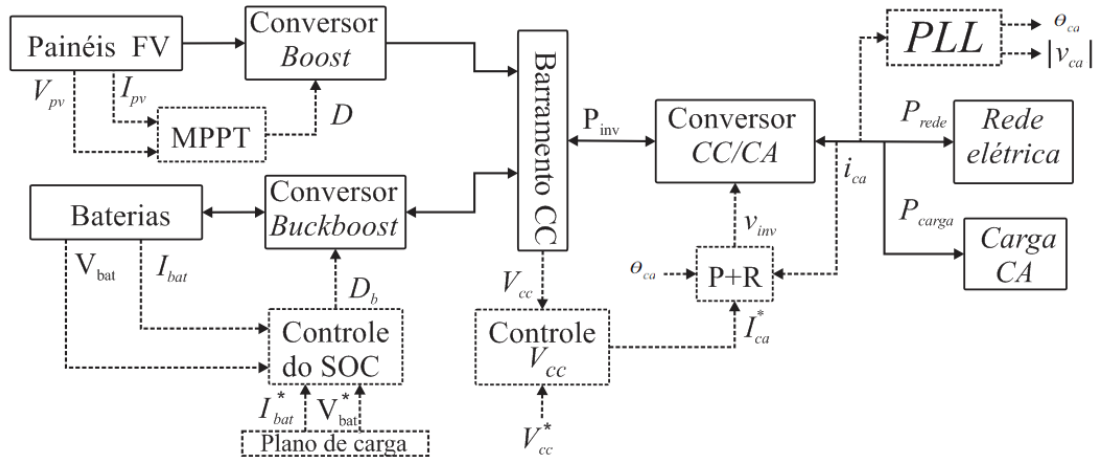


Fig. 4.20 Diagrama de bloco para o controle ($P_{bat} = const$).

As malhas de controle do sistema são definidas como: malha de controle da tensão do barramento, Fig. 4.21(a), malha de controle por referencial de corrente, Fig. 4.21(b) e malha de controle por referencial de tensão, onde este controle é obtido através de uma malha em cascata sendo a malha interna a malha de controle gerada por referencial de corrente Fig. 4.21(c).

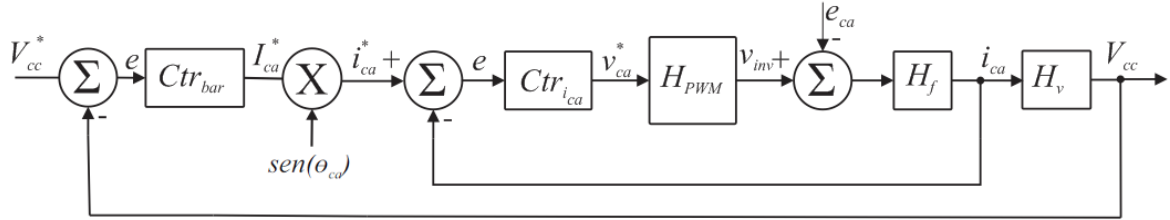


Fig. 4.21 (a) Malha de controle da tensão do barramento

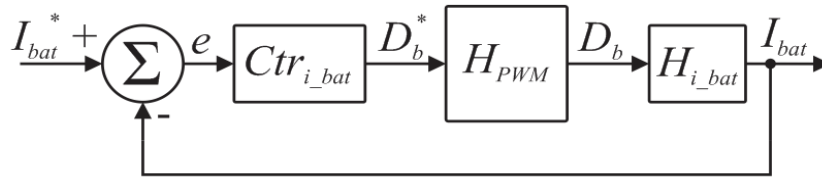


Fig. 4.21 (b) Malha de controle da corrente da bateria

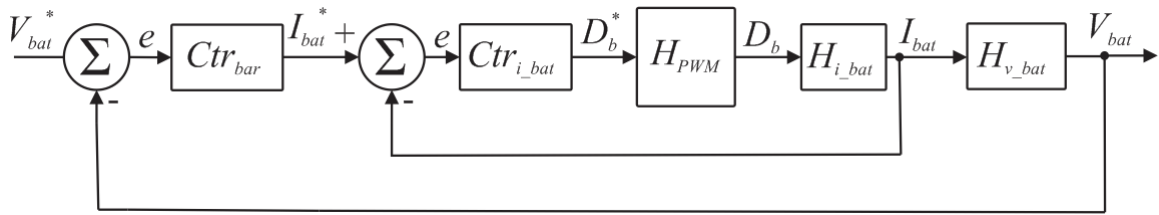


Fig. 4.21 (c) Malha de controle da tensão da bateria

Dessa forma podemos observar que a tensão do barramento será controlada pelo inversor conectado a rede. As referências das malhas de controle da corrente (I_{bat}^*) e tensão (V_{bat}^*) são definidas de acordo com o plano de carregamento, seja por referencial de corrente ou por referencial de tensão. Estes referenciais de corrente e tensão do plano de carga são especificados pelo fabricante para que o banco de baterias não tenha a vida útil reduzida. Um plano de carga genérico extraído de (MORENO, 2010), é apresentado na Fig. 4.22.

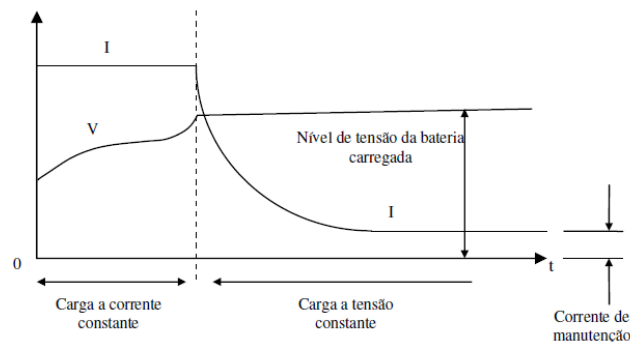


Figura 4.22: Procedimento para recarga do banco de baterias (MORENO, 2010)

Neste plano observa-se que, se a tensão das baterias (V_{bat}) for muito baixa, a recarga será feita com corrente constante ($I_{bat}^* = I_{plan}$). Quando neste processo de carga a tensão atinge um determinado valor, o banco de baterias passa a ser carregado à tensão constante ($V_{bat}^* = V_{plan}$) (MORENO, 2010). A Fig. 4.23 apresenta o fluxograma para aplicação do plano de carga ao controle do SOC.

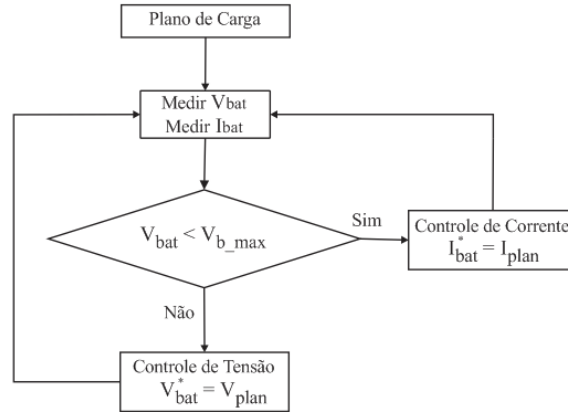


Figura 4.23: Fluxograma para controle de carregamento do banco de baterias

4.4.3. Modo III: Controle ($fp = 1$)

Este modo de controle é o mesmo proposto por (REMUS TEODORESCU, 2011) para sistemas FV sem banco de baterias com dois estágios, nele o controle da potência gerada pelo sistema FV é realizado com algoritmo MPPT aplicado ao conversor *boost* e toda potência é entregue a rede elétrica por meio de um inversor CC/CA injetando corrente na rede com fator de potência unitário mantendo a tensão do barramento CC constante, conforme apresentado na Fig. 4.24. Neste caso se tem a inclusão do sistema com banco de baterias associada ao sistema FV. Para impedir que a malha de controle associada ao SOC possa gerar um erro infinito causando instabilidade ao ocorrer o chaveamento entre os modos de operação, foi aplicado uma referência de corrente nula, $I_{bat}^* = 0$.

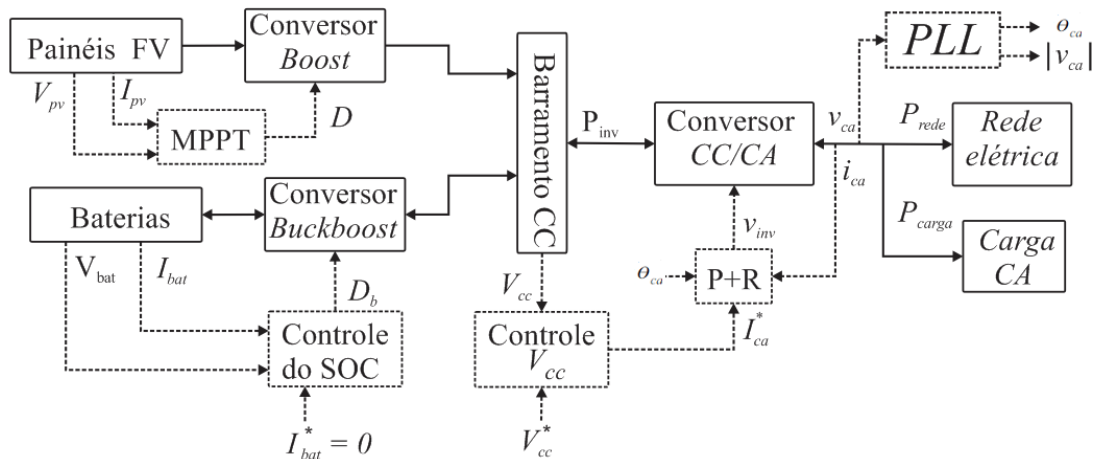


Fig. 4.24 Diagrama de bloco para o controle ($fp = 1$).

4.4.4. Chaveamento entre os modos de operação

O chaveamento entre os modos de operação é definido mediante a utilização de um supervisor. Este supervisor recebe dados do SOC das baterias e da tensão do barramento CC, processando-os de acordo fluxograma da Fig. 4.16 que por fim define o modo de operação de acordo com os dados recebidos. O supervisor possui três modos de operação observado na Fig. 4.25, no Modo III foi acrescentada a condição de inicialização do controle do SOC do banco de baterias que corresponde ao estado de neutro com a referência aplicada $I_{bat}^* = 0$. Desta forma o sistema de controle para este modo mantém o banco de baterias fora de operação devido ao fato do mesmo está totalmente carregado. No Modo II são inseridas duas variáveis I_{bat}^* e V_{bat}^* , onde estas variáveis são definidas de acordo com o plano de carga da bateria, conforme fluxograma da Fig. 4.23, caso se aplique corrente constante ($I_{bat}^* = I_{plan}$) caso se aplique tensão constante ($V_{bat}^* = V_{plan}$). Para cada modo, as ações de controle são tomadas em instantes discretos $t_k = kh$, sendo k a k -ésima amostra e h o período de atualização das amostras.

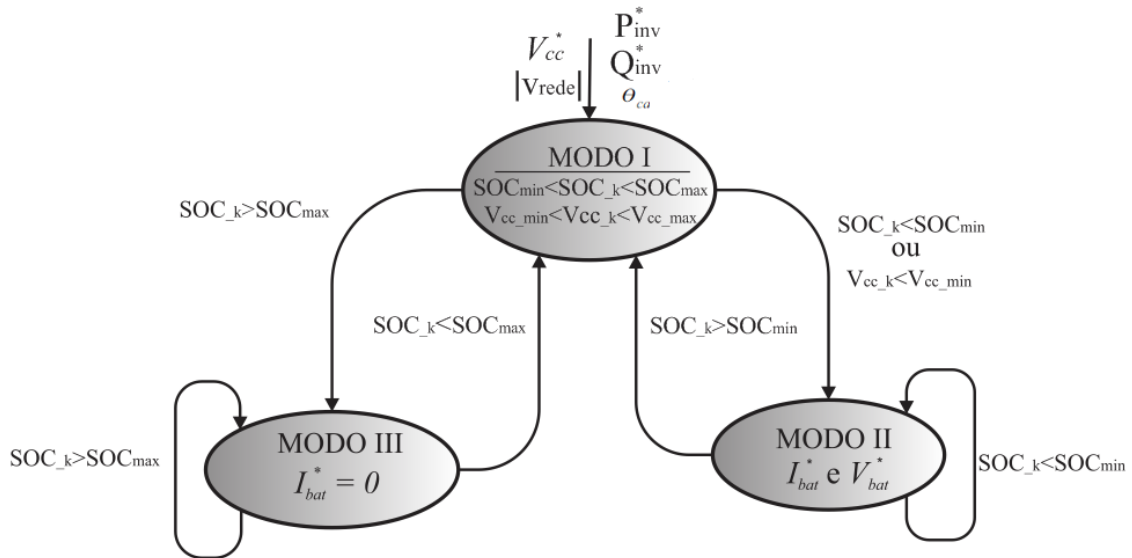


Fig. 4.25: Modos de operação do sistema FV/Bateria

No chaveamento entre os modos de operação, além do critério de decisão de alteração do modo de operação, é necessário também analisar os estados dos controladores para o chaveamento entre os métodos. A partir do diagrama de estados Fig. 4.17 pode-se observar que o chaveamento entre os modos ocorre da seguinte forma $III \rightarrow I \rightarrow II$ ou $II \rightarrow I \rightarrow III$, ou seja, sempre parte do modo I para o modo II ou para o III e retorna para o I.

Após simulação foi verificado que essa transição entre os métodos ocorre de forma estável sem que aja a necessidade de reinicialização dos controladores. Isso se deve ao fato

de todos os métodos terem uma malha de controle para tensão do barramento cuja referência é a mesma ($V_{bar}^* = 200V$), o que garante erro nulo em qualquer instante de transição desde que o método anterior esteja operando de forma estável.

4.4.5. Simulação: Transição entre os Métodos I, II e III.

A seguir foram obtidos resultados via simulação para a transição entre os modos de operação, seguindo a sequência predefinida: III→I→II, e II→I→III. Na simulação a transição ocorre em 1s e 2s.

Na Fig. 4.26 é observado os níveis de tensão do barramento, corrente na bateria, tensão da bateria e potência entregue a rede elétrica, nota-se também a transição do nível de irradiação em 0.5s para o método III, a transição de potência injetada na rede em 1.5s para o método I e a transição do nível de tensão da bateria em 2,5 para o método II. Observa-se que entre 0s e 1s a corrente na bateria é zero, demonstrando que o sistema está no método III, entre 1s e 2s o controle do sistema acompanha a referência de potência, método I e por fim entre 2s e 3s o controle acompanha a referência de tensão da bateria: método II.

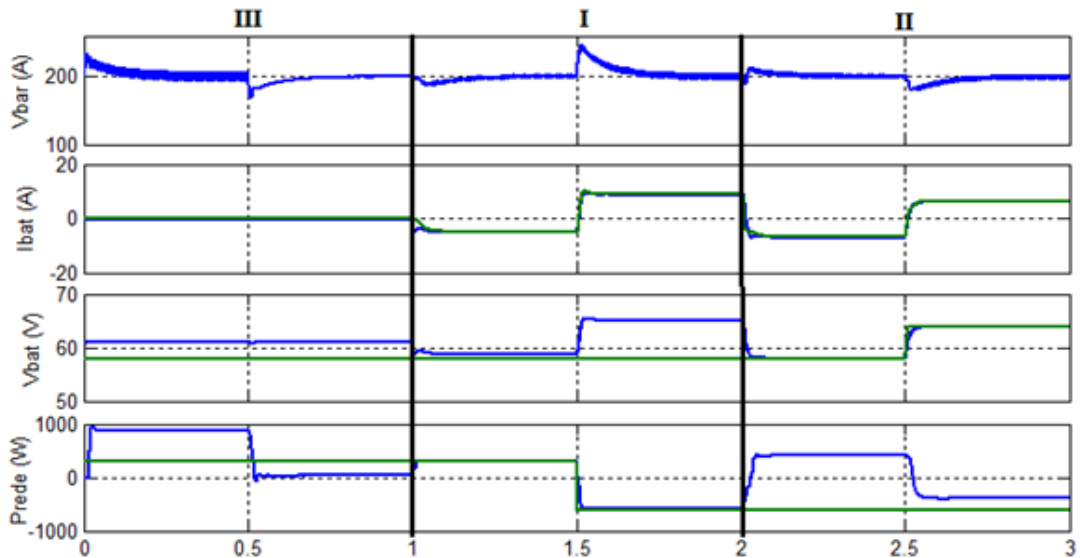


Fig. 4.26 Comportamento do sistema para sequência de transição: III→I→II

O mesmo é feito para a sequência II→I→II. Na Fig. 4.27, observa-se as mesmas transições, variando-se apenas a sequência dos métodos.

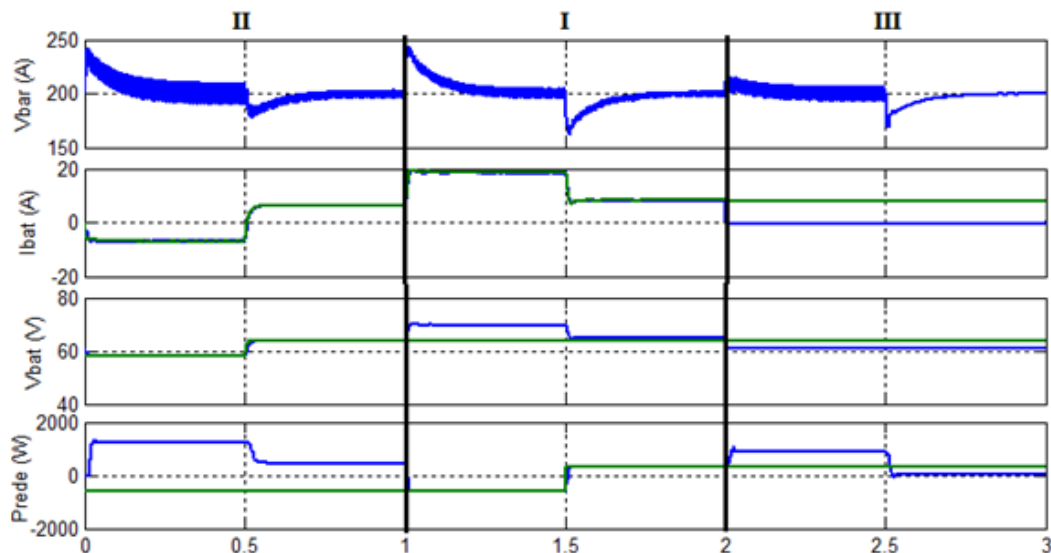


Fig. 4.27 Comportamento do sistema para sequencia de transição: II→I→III

No apêndice C é descrito o código em linguagem C para o DSP das estratégias de controle e transições dos métodos.

4.4.6. Simulação: sistema de geração FV com banco de baterias

O sistema de geração FV com bateria proposto apresenta as seguintes características:

- Sistema monofásico com dois estágios de conversão
- Barramento CC conectando os conversores CC-CC e CC-CA
- Conjunto de baterias conectado ao barramento CC por um conversor CC-CC buckboost bidirecional
- Fornecimento de potência ativa e/ou reativa
- Conexão do barramento CC com a rede através do inversor ponte H
- Transformador conectado a rede de distribuição CA em baixa tensão

O sistema FV/Bateria apresentado na Fig. 4.16 é constituído pela mesma topologia do sistema anterior, com a adição do conjunto de baterias e um conversor *buckboost* que conecta o banco de baterias ao barramento CC.

O controle do conversor *boost* conectado ao arranjo FV, o PLL e a malha de controle de corrente injetada na rede são as mesmas para todos os modos de operação do sistema. As estratégias de controle a serem adotadas no sistema irão depender da restrição imposta pela bateria e pela potência máxima fornecida pela rede, dessa forma temos três modos a serem levados em consideração: (I) bateria dentro dos limites do SOC, (II) bateria descarregada e (III) bateria totalmente carregada. Para todos os modos de operação foram obtidos resultados via simulação, para o último onde foi considerado que a bateria está

totalmente carregada o sistema de controle irá desconectar o banco de baterias do sistema e o mesmo irá funcionar como discutido na seção anterior, apenas como o sistema fotovoltaico conectado a rede.

A. Modo I: SOC dentro dos limites máximo e mínimo

Como o banco de bateria neste caso é utilizado para reduzir os impactos da variação de potência da geração FV, a referência de tensão para o controle de carga e descarga da bateria quando a mesma estiver dentro dos limites do SOC, será definida a partir da referência de tensão do barramento CC. Dessa forma, a estratégia de controle proposta tem como objetivo a utilização do sistema de armazenamento para controlar os níveis de tensão do barramento CC para que a potência injetada na rede seja constante.

Na Fig. 4.28 é apresentado o resultado da simulação para o perfil de radiação utilizado nas simulações anteriores apresentando as variações de potência da geração FV, da potência injetada na rede e do banco de baterias.

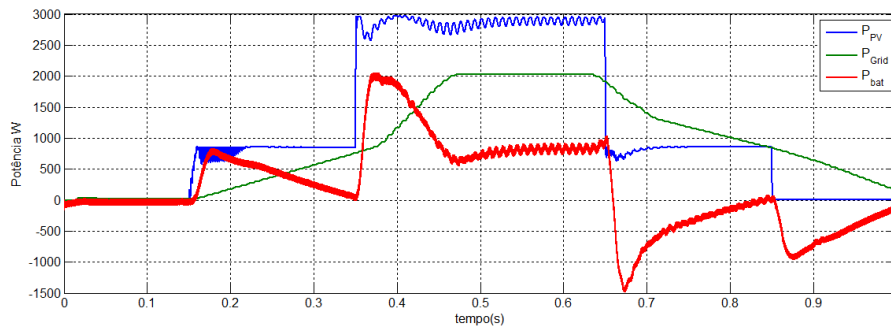


Fig. 4.28 Fluxo de potência entre geração, bateria e rede

Podemos observar que o banco de baterias absorve as variações de potência devido aos degraus de potência da geração PV reduzindo assim as variações bruscas de potência no PAC. Na Fig. 4.29 é observado que a corrente na bateria varia com valores positivos ou negativos, fornecendo ou absorvendo potência do sistema.

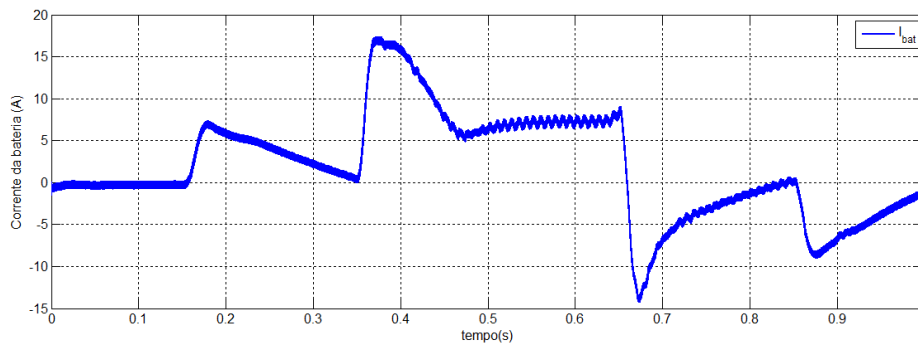


Fig. 4.29 Corrente da bateria

Na Fig. 4.30 podemos fazer a comparação entres as correntes injetadas na rede pelo sistema PV e o sistema híbrido (PV/Bateria), observando que para o sistema híbrido

(PV/Bateria) não há variação brusca de corrente injetada na rede e no pico da geração FV a uma redução da corrente injetada na rede, pois parte da potência gerada é enviada para o banco de baterias.

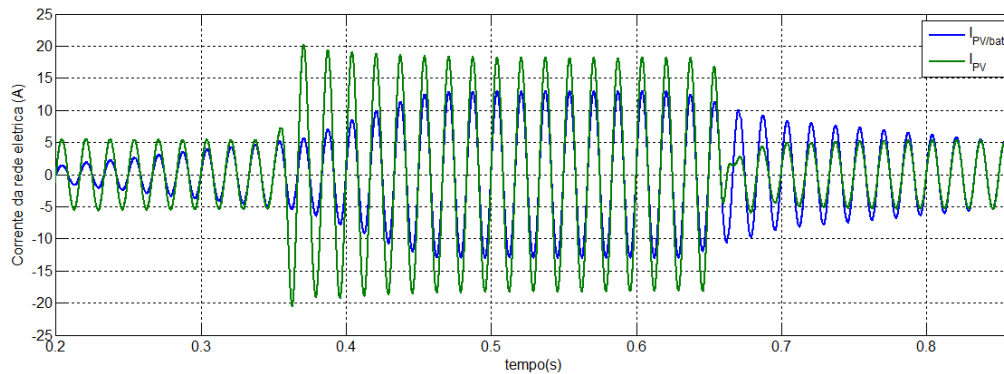


Figura 4.30: Corrente no PAC

Com relação à THD de corrente injetada na rede observa-se que a mesma se mantém com valores aproximados aos do sistema FV sem bateria constatando que as THDs em regime permanente não dependem da variação do fluxo de potência e sim dos níveis de potência geração FV.

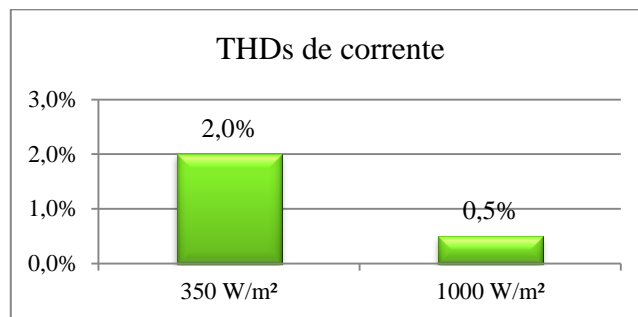


Figura 4.31: Gráfico da THD de corrente no PAC

B. Modo II: SOC abaixo do mínimo

Para este caso o banco de baterias não pode mais ser utilizado para reduzir os impactos da variação de potência da geração FV, pois não poderá fornecer energia para o barramento CC. Para que o sistema de armazenamento volte a ser utilizado com a finalidade de estabilizar o fluxo de potência entre a rede elétrica e o sistema FV é necessário carregar o banco de baterias até os limites desejáveis de carregamento.

Nas Fig. 4.32 e 4.33 são apresentados os resultados da simulação para o controle por referencial de corrente e por referencial de tensão da bateria.

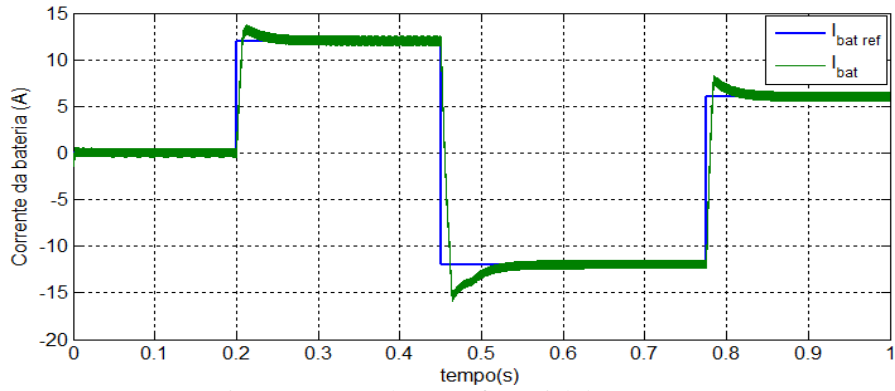


Fig. 4.32 Controle por referencial de corrente

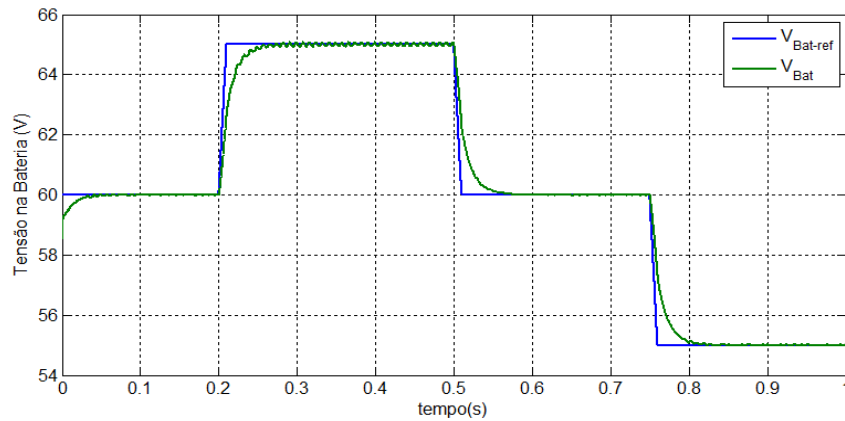


Fig. 4.33 Controle por referencial de tensão

Ainda na Fig. 4.32 e 4.33 podemos observar que o banco de baterias é carregado normalmente com corrente ou tensão constante e por isto a rede absorve os impactos da geração fotovoltaica até que o banco de baterias esteja acima do limite mínimo permitido para descarga.

C. Modo III: SOC acima do valor máximo

Por fim o Modo III é equivale ao sistema FV sem banco de bateria abordado na seção 4.2, onde toda potência gerada é enviada para rede, devido à ausência do banco de baterias, portanto todos os resultados obtidos para sistema PV são validos para este modo de operação do sistema FV com bateria.

4.5. Estratégia de controle para Sistema FV com baterias no modo ilhado.

Com a utilização de banco de baterias em sistemas FV, torna-se viável que estes sistemas tenham a capacidade de operar desconectados (modo ilhado) da rede quando for preciso, ou seja, de forma autônoma. Dessa forma incrementa-se a confiabilidade do sistema mantendo a continuidade do serviço. Neste conceito, tanto a transição do modo de

conectado para o modo de operação ilhado como o pleno funcionamento no modo ilhado deve ocorrer de forma adequada.

Com isto ao se detectar o desligamento da rede por algum motivo, o sistema deve ser desconectado da rede e operar de forma autônoma, alimentando a carga para qual foi dimensionado. O fluxo de potência no barramento também possui diferentes sentidos, porém o inversor apenas irá fornecer potência para carga local, e o banco de baterias irá receber ou fornecer potência dependendo do nível de potência gerado pelo sistema FV e consumida pela carga local. Com isto é apresentado na Fig. 4.34 as diferentes direções de fluxo de potência do sistema e suas convenções de sinais correspondentes.

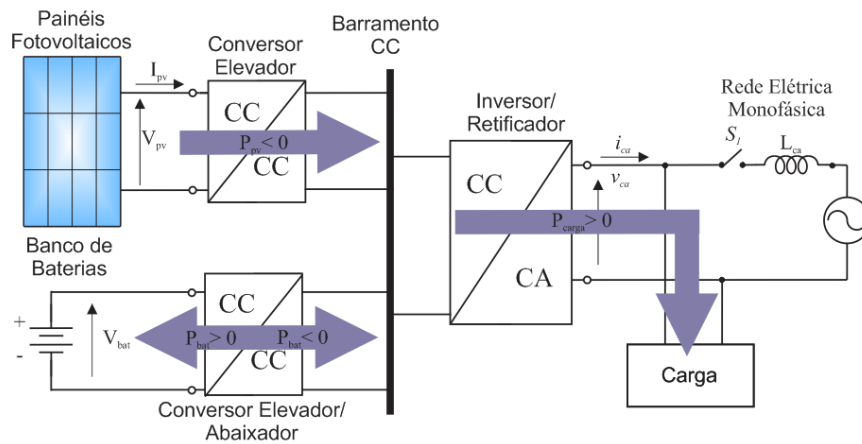


Fig. 4.34: Convenção de sinal para direção do fluxo de potência do sistema

Considerando-se a convenção de sinal na Fig. 4.34, o equilíbrio de energia do sistema é obtido a partir da eq. (4.24).

$$-P_{PV} + P_{carga} \pm P_{bat} = 0 \quad (4.24)$$

Quando o sistema de microgeração passa a operar no modo ilhado, a amplitude e a frequência da tensão deixam de ser impostas pela rede, com isso a amplitude e a frequência da tensão CA do sistema de MG sofre grandes variações na ocorrência do ilhamento, o que pode levar o sistema à instabilidade. Para resolver o problema de controle do sistema, tornasse necessário mudar a estratégia de controle em corrente para um controle por tensão, ou seja, quando conectado a rede o controle em potência é realizado através do controle da corrente fornecida pela MG no ponto de acoplamento comum (PAC), quando a rede for desconectada e a condição de ilhamento for detectada, o sistema passa a trabalhar no modo ilhado com controle da tensão no PAC.

O controle da tensão fornecida pelo sistema MG à carga local é mostrado na Fig. 4.35, nele é observado que o controle da tensão é obtido através de duas malhas de controle em

cascata onde na malha interna é o controle de corrente a ser aplicado na carga, e a malha mais externa refere-se ao controle da tensão nos terminais da carga.

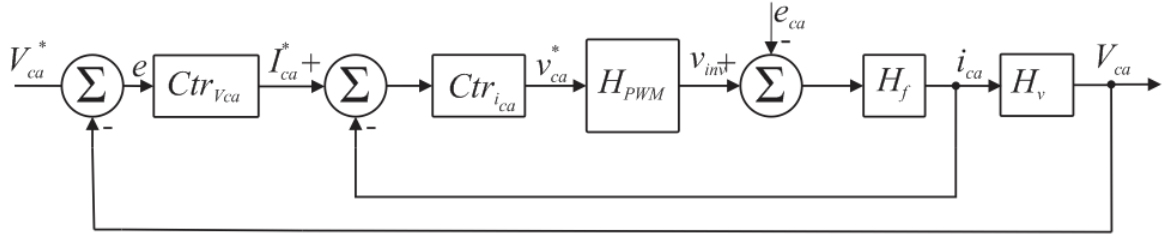


Fig. 4.35 Malha de controle da tensão na carga

Devido às restrições impostas pelos limites de carga e descarga da bateria o sistema só poderá funcionar no modo ilhado se o SOC estiver dentro dos limites mínimo e máximo conforme eq. (4.20). Isto corresponde ao modo de operação I descrito para o sistema FV/Bateria conectado a rede. Caso o banco de baterias seja descarregado completamente o inversor é desconectado do barramento CC e o sistema FV/Bateria passa a funcionar como um carregador de baterias com energia FV e irá funcionar independente da carga. Dessa forma o fluxo de potência do sistema híbrido FV/bateria é apresentado na Fig. 4.36 e eq. (4.24).

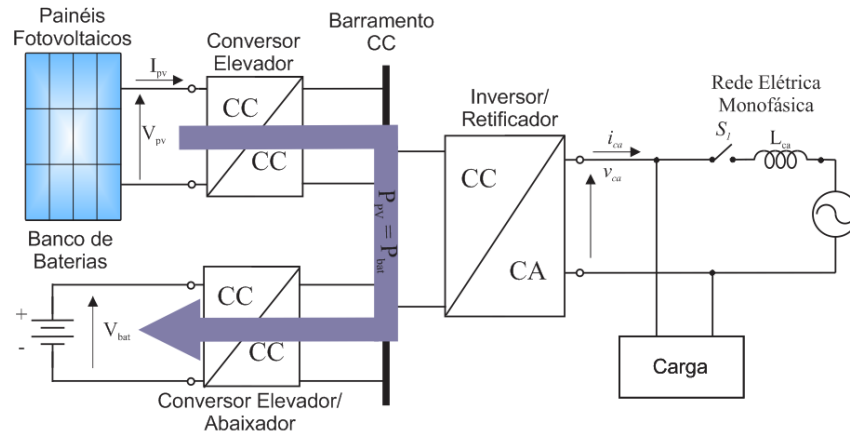


Fig. 4.36: Convenção de sinal para direção do fluxo de potência do sistema

$$P_{PV} = P_{bat} \quad (4.24)$$

Ao monitorar o *SOC* do banco de baterias o sistema híbrido só irá voltar ao modo de funcionamento ilhado quando o *SOC* estiver acima de 80% ou antes disso se houver o religamento da rede elétrica.

4.5.1. Simulação: sistema de geração FV com bateria no modo ilhado

O sistema de geração FV/Bateria apresenta as mesmas especificações obtidas anteriormente, porém o mesmo está desconectado da rede elétrica.

Para observar o funcionamento do sistema foram extraídos resultados de simulações especificando as curvas de tensão aplicada à carga, a corrente fornecida pela bateria e a tensão do barramento CC para a mesma condição de variação de irradiação aplicado ao sistema FV.

Tais resultados são observados na Fig. 4.37.

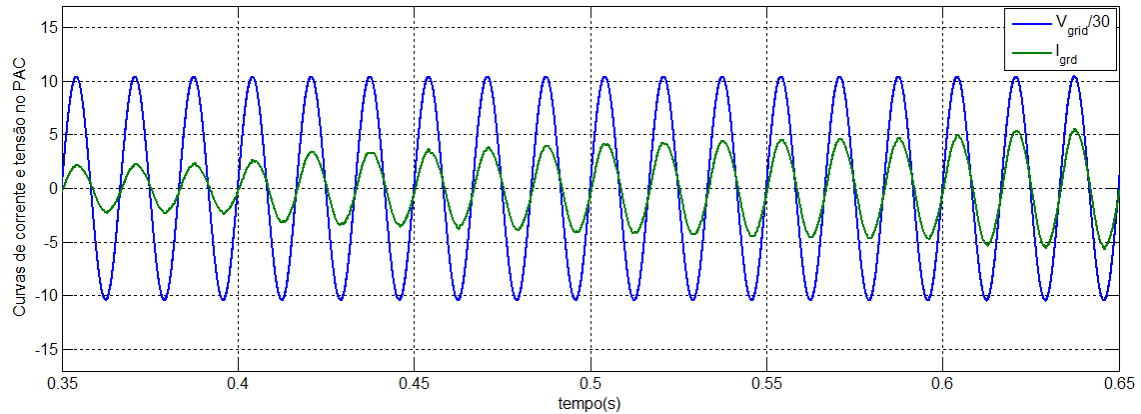


Fig. 4.37 Tensão aplicada a carga ca isolada

4.6. Considerações

Neste capítulo foram apresentadas algumas considerações exigidas com base nas normas regulamentadoras aplicadas aos sistemas híbridos. Como parte essencial do estudo, foram apresentadas as estratégias de controle de fluxo de potência associadas a utilização de banco de baterias em sistemas FV conectados a rede. Tais estratégias foram obtidas a partir da modelagem da planta e obtenção dos ganhos dos controladores. Com base no estado de carga e no método para carregar e descarregar o banco de baterias foram abordados modos de operação e estratégias de controle aplicadas aos conversores. Por fim foram especificados dois métodos de controle para sistemas híbridos e um método de controle para o sistema FV sem baterias, caso que ocorre quando as baterias estiverem totalmente descarregadas.

5. RESULTADOS EXPERIMENTAIS

Nesta seção, são discutidos os resultados experimentais da aplicação das estratégias de controle obtidos via simulação para os dois métodos de controle do sistema FV/Bateria. A topologia do sistema proposto foi implementada usando IGBTs SKM 50GB12T4 e diodos SKKD 60F da SEMIKRON. As estratégias de controle foram programadas em um DSP TMS320F28335 usando a transformada bilinear (Tustin) para a discretização dos controladores e são apresentados no anexo B. Uma das considerações impostas foi a utilização de no máximo cinco baterias, esta limitação implicou na redução da tensão do barramento, pois o conversor *boost* não teria ganho suficiente para elevar a tensão de cinco baterias conectadas em série (60V) até o nível de 400V. Dessa forma considerando um ganho de tensão razoável das etapas CC, optou-se por reduzir a tensão do barramento CC para 200V e usar um transformador elevador (1:2). Além disso, a inserção deste transformador forneceu isolamento galvânico e permitiu desconsiderar os efeitos das componentes de modo comum.

A figura 5.1 mostra o esquema do sistema de Micro Geração (MG) composto por:

- Sistema de armazenamento composto por baterias e conversor CC-CC Buckboost.
- Barramento CC
- Conversor CC-CA ponte H monofásico
- Filtro LCL
- Transformador 110/220 V

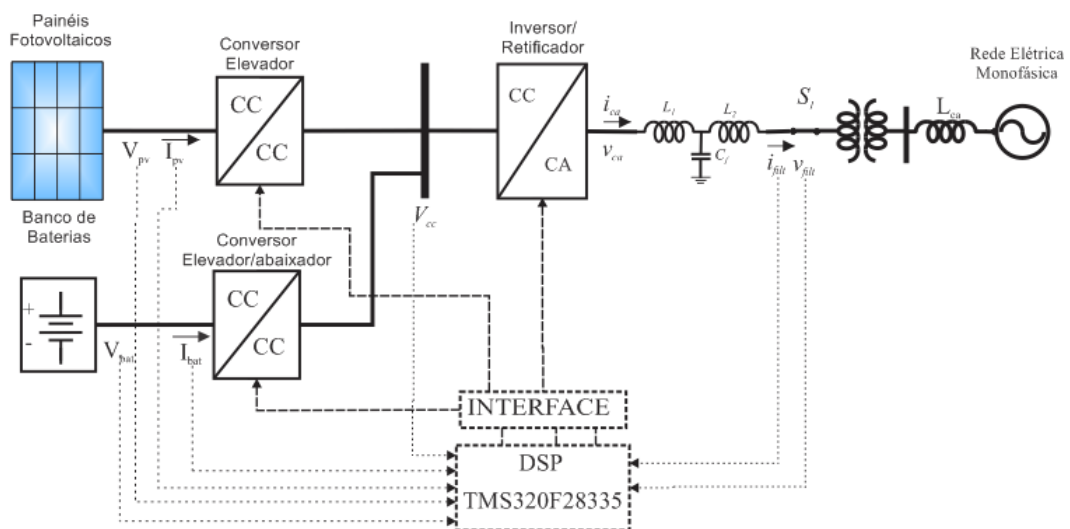


Fig. 5.1 Representação do sistema utilizado para simulação e implementação.

Foi considerado a implementação do sistema por etapas. Na primeira etapa implementou-se o controle do conversor CC/CA alimentando a carga local, garantindo a qualidade da tensão suprida. Na segunda etapa, foi desenvolvida a operação do controle de tensão e corrente da bateria e o sistema de controle da tensão do barramento CC. Na terceira etapa, foram aplicados todos os controles, assim como a inclusão dos algoritmos de controle correspondentes para os dois métodos de operação abordados para o sistema híbrido.

Na Fig. 5.2 é observado o protótipo utilizado em laboratório onde foram obtidos os resultados experimentais. No módulo composto por IGBTs SKM 50GB12T4, são utilizados dois braços para obter o inversor ponte H um braço para obter o conversor *buckboost* e mais um braço para obter o conversor *boost*.



Fig. 5.2 Protótipo do sistema modelado

5.1. Resultados Experimentais

Foram obtidos resultados experimentais para os dois métodos de controle aplicados ao sistema híbrido, estes foram comparados aos resultados de simulações obtidos para as mesmas condições nas quais foram obtidos resultados experimentalmente.

5.1.1. Resultados: Método II: Controle ($P_{bat} = const$)

Para validar os resultados do controle baseado no método II foram consideradas como referência a transição de tensão da bateria visto que o controle de tensão é obtido através do controle em cascata, onde a malha interna é a malha de controle de corrente da bateria e a malha externa a malha de tensão.

Porém como não foi possível obter a constante de tempo de carregamento do banco de baterias que está diretamente ligado aos níveis de tensão da mesma e devido principalmente ao desgaste das baterias utilizadas, inicialmente foram realizados testes para a malha de controle de corrente na bateria, ou seja, a malha interna de controle do método II. De toda forma foram obtidos alguns resultados que validam o controle de tensão da bateria, ou seja, a malha externa com controle por referencial de tensão.

O sistema da primeira etapa foi montado e testado. Com o controle de tensão do barramento aplicado ao inversor e um variac conectado a rede, foi incrementando a tensão até obter os 110 volts RMS. Com isto foram aplicados degraus de corrente obtendo os resultados a seguir e posteriormente degraus de tensão ao controle de corrente e de tensão da bateria.

Na Fig. 5.3 é observado os resultados de simulação e experimentais quando ocorre um degrau de descida da corrente injetada na bateria onde o controle de tensão do barramento aplicado ao inversor diminui a amplitude de corrente na rede para manter a tensão do barramento constante em 200V.

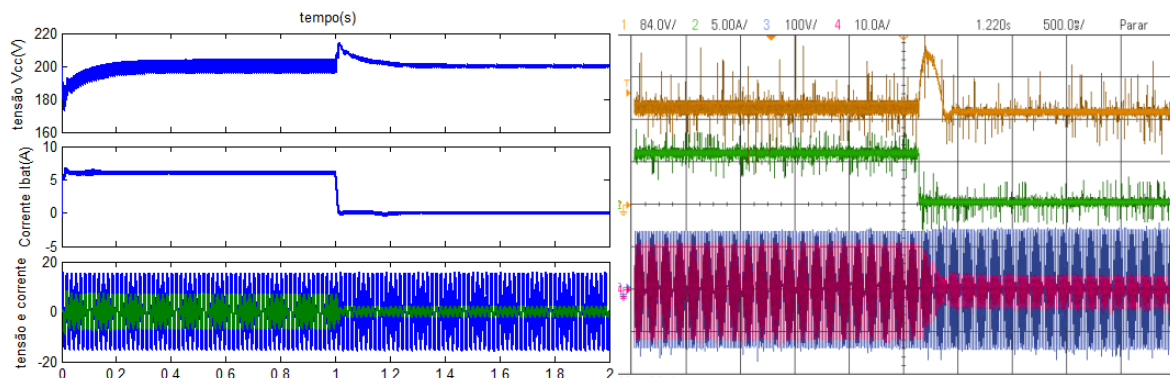


Fig. 5.3 Resultados, método II: degrau de corrente decrescente.

Na Fig. 5.4 é observado o inverso o degrau ocorre é aplicado no sentido de aumentar a corrente da bateria. Como a bateria requer mais corrente do barramento o controle do inversor atua no sentido aumentar a corrente fornecida a rede mantendo a tensão do barramento constante em 200V.

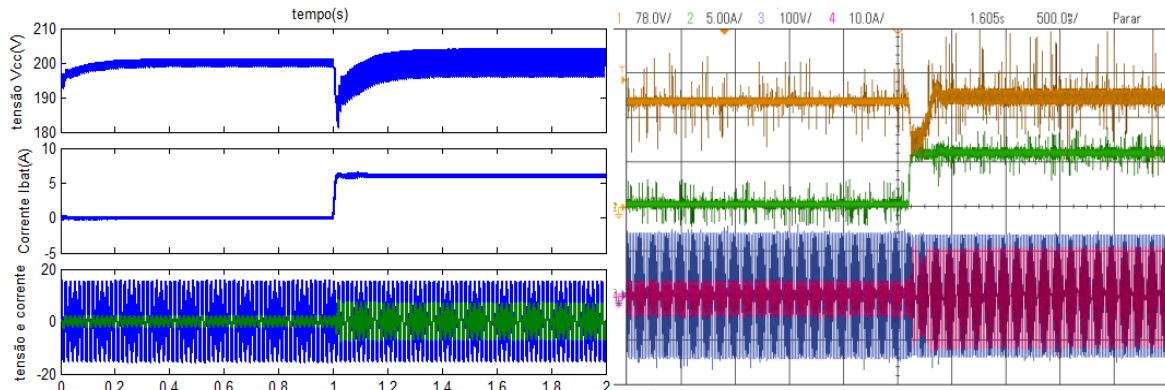


Fig. 5.4 Resultados, método II: degrau de corrente crescente.

As Figs 5.5 e 5.6 mostram as curvas de tensão e corrente na no instante da transição observando que o controle atua de forma estável e com um baixo tempo de resposta.

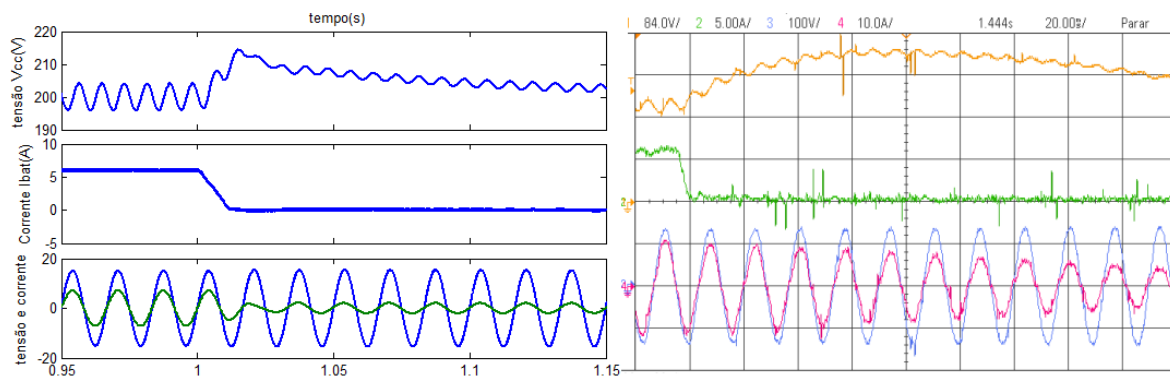


Fig. 5.5 Resultados, método II: transição decrescente.

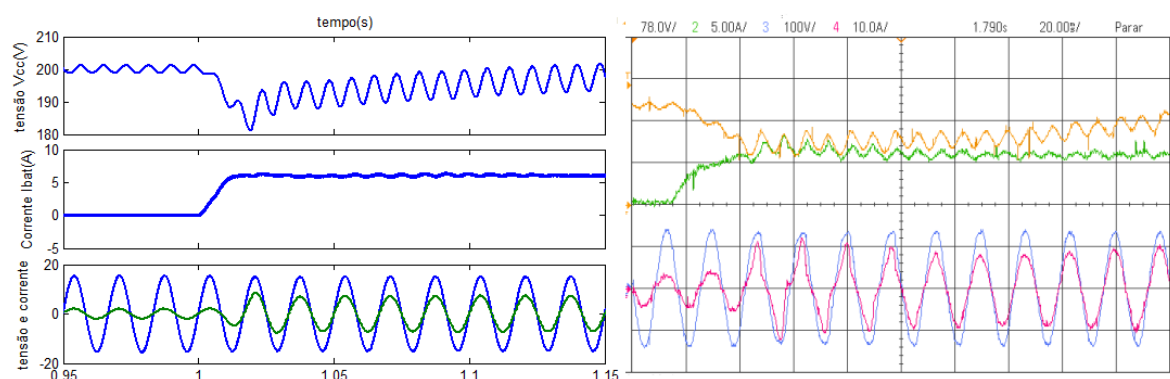


Fig. 5.6 Resultados, método II: transição crescente.

Nas Figs. 5.7 e 5.8 são apresentados os mesmos resultados para o método de controle II, porém é considerado o caso em que o banco de baterias está sendo descarregado, dessa forma são aplicados os mesmos degraus de corrente só que descarregando a bateria.

Para constatar esse modo de operação basta observar as curvas de corrente da bateria em verde, é observando que ambas estão abaixo do sinal de referência.

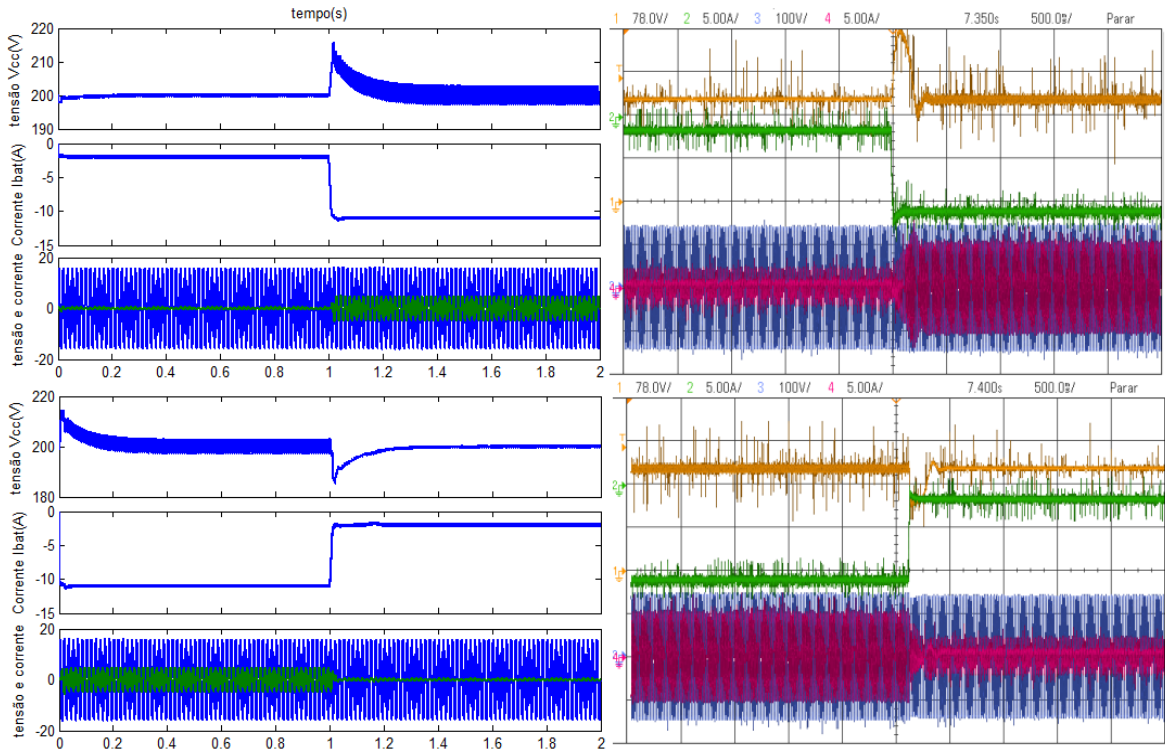


Fig. 5.7 Resultados, método II: degraus de corrente decrescente e crescente.

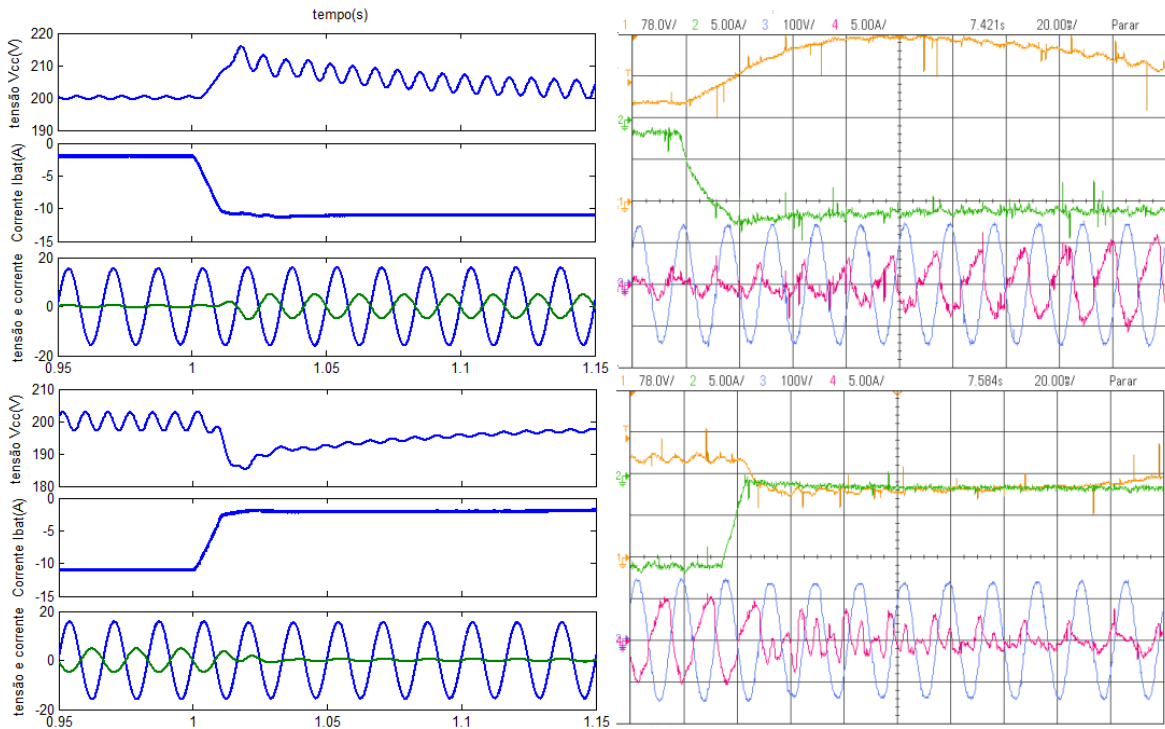


Fig. 5.8 Resultados, método II: transições decrescente e crescente.

Para validar os resultados do método de controle II com o controle de tensão da bateria foram aplicados degraus de tensão ao referencia de controle. Os resultados apresentados na

Fig. 5.9 apresentam-se de forma satisfatória ao que foi obtido via simulação, porém com constante de tempo de carregamento do banco de baterias diferente.

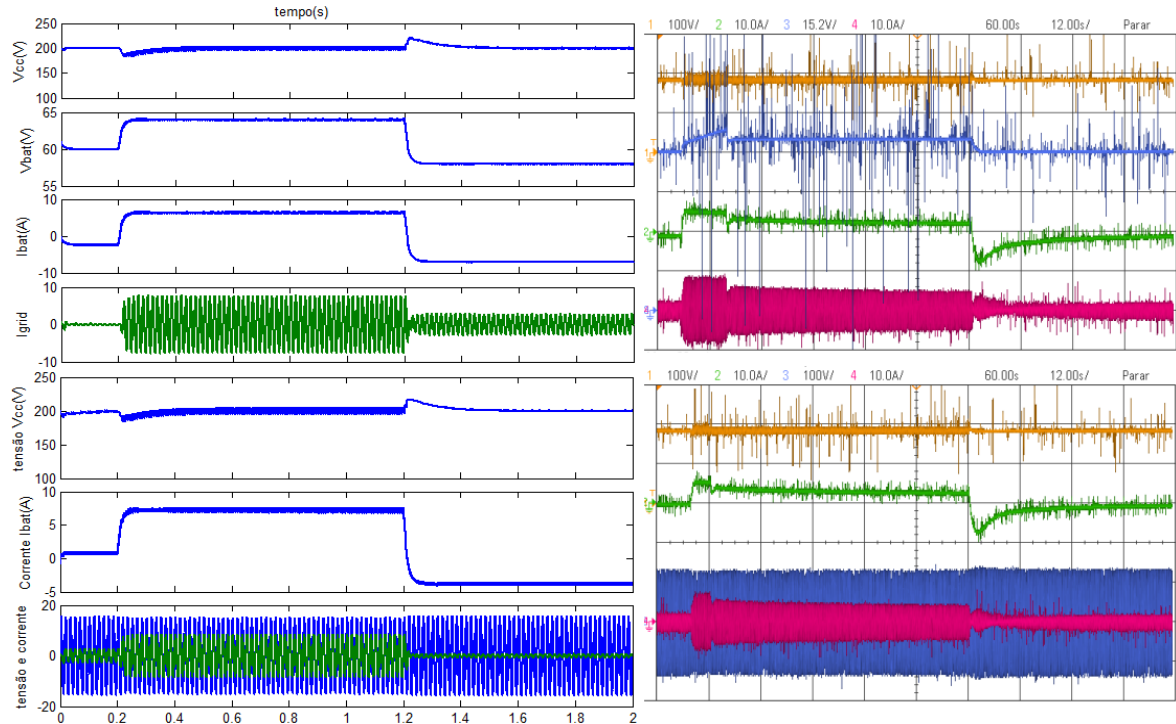


Fig. 5.9 Resultados, método II: degrau de tensão crescente e decrescente.

5.1.2. Resultados: Método III: Controle ($P_{rede} = const$)

Para representar essa variação de irradiação foram aplicados degraus de subida e descida de corrente no barramento CC pelo sistema de geração FV

Na Fig. 5.10 é observado os resultados de simulação e experimentais quando ocorre um degrau de descida da corrente injetada no barramento e o conversor *buckboost* atua de forma a estabilizar a tensão do barramento CC. Neste o controle atua sobre a corrente fornecida pelo banco de baterias aumentando a amplitude mesma para manter a tensão do barramento constante em 200V, observa-se que a corrente é negativa, pois a mesma está sendo fornecida da bateria para rede.

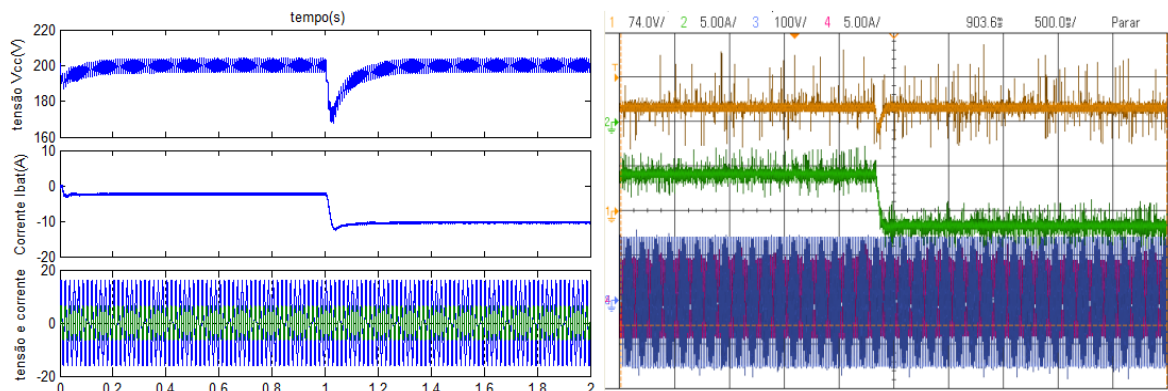


Fig. 5.10 Resultados, método III: degrau de corrente decrescente.

Na Fig. 5.11 é observado o inverso o degrau ocorre é aplicado no sentido de reduzir a corrente fornecida pela bateria. Com mais energia no barramento o controle do conversor *buckboost* atua no sentido reduzir a corrente fornecida a bateria mantendo a tensão do barramento constante em 200V.

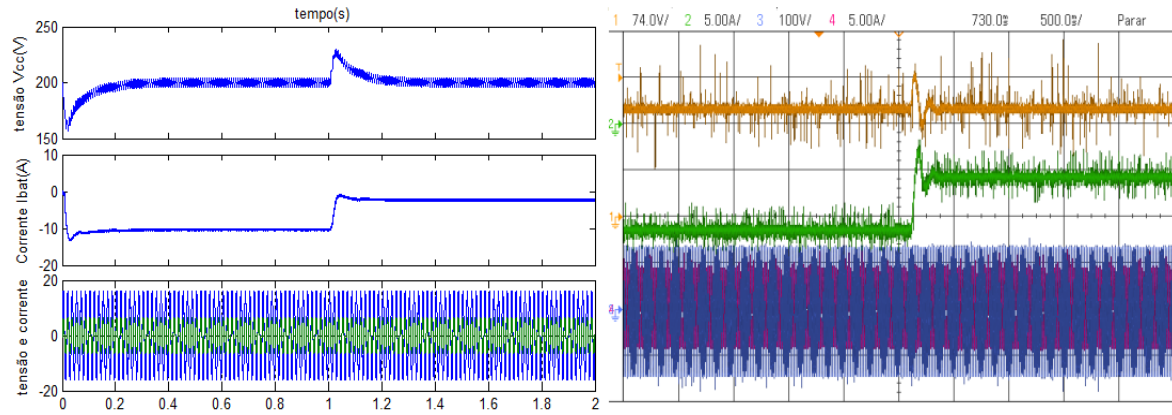


Fig. 5.11 Resultados, método III: degrau de corrente crescente.

Na Fig. 5.12 observam-se as curvas de tensão e corrente no instante da transição observando que a corrente está constante e em sincronismo com tensão da rede.

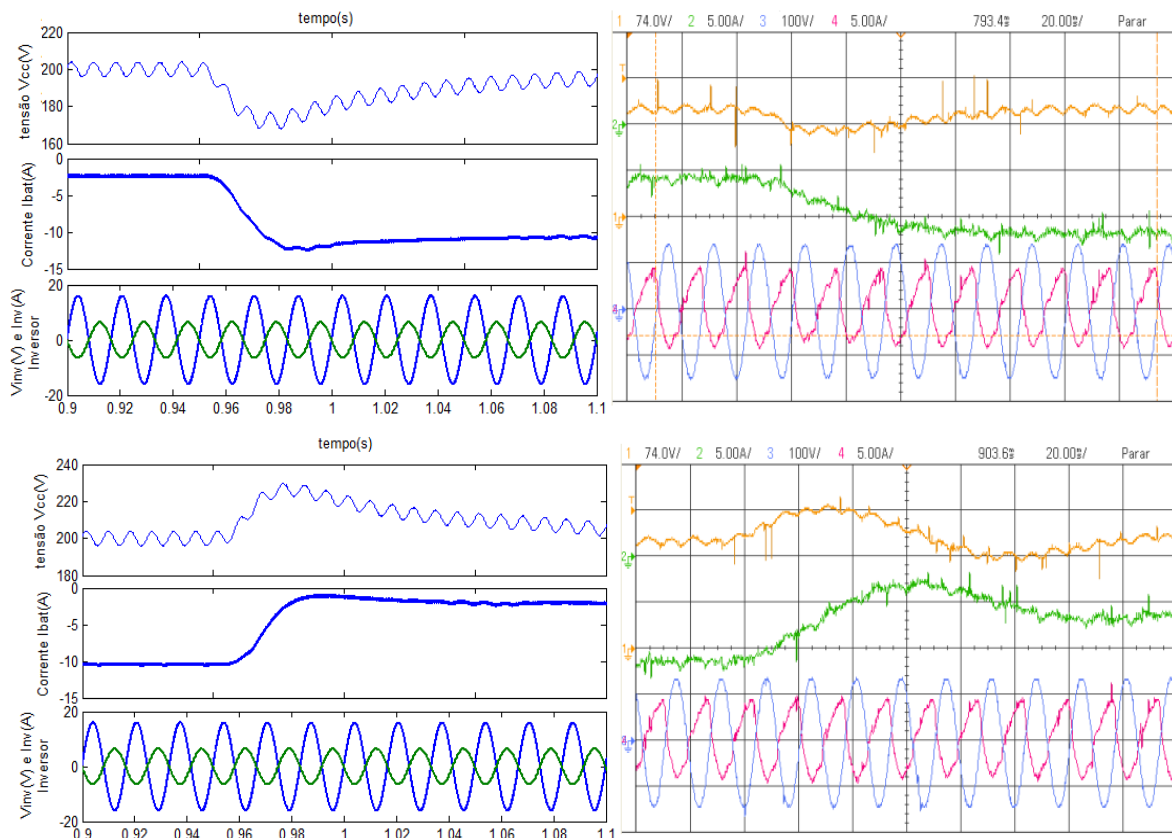


Fig. 5.12 Resultados, método II: transição decrescente e crescente.

Nas Figs. 5.13 e 5.14 são apresentados os mesmos resultados para o método de controle II, porém é considerado o caso em que o banco de baterias está absorvendo energia e o inversor injetando corrente constante para carregar o banco de baterias.

Para constatar esse modo de operação basta observar as curvas de corrente da bateria.

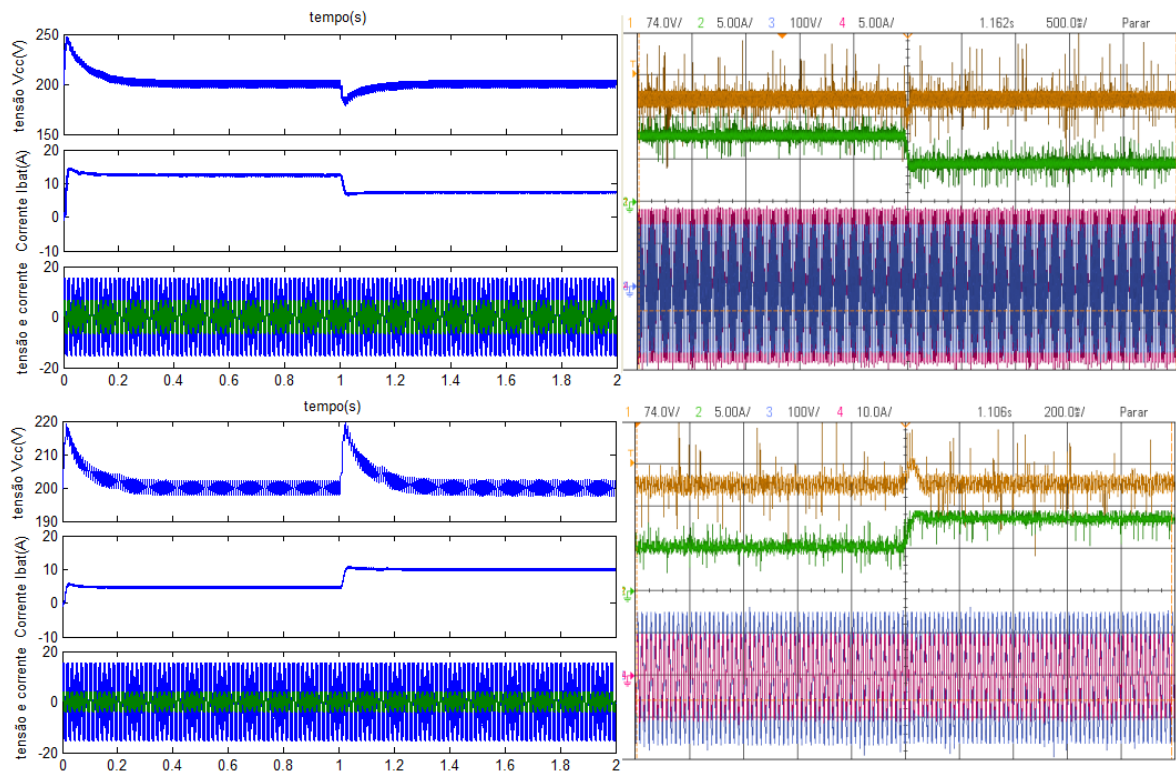


Fig. 5.13 Resultados, método III: degrau de corrente decrescente e crescente.

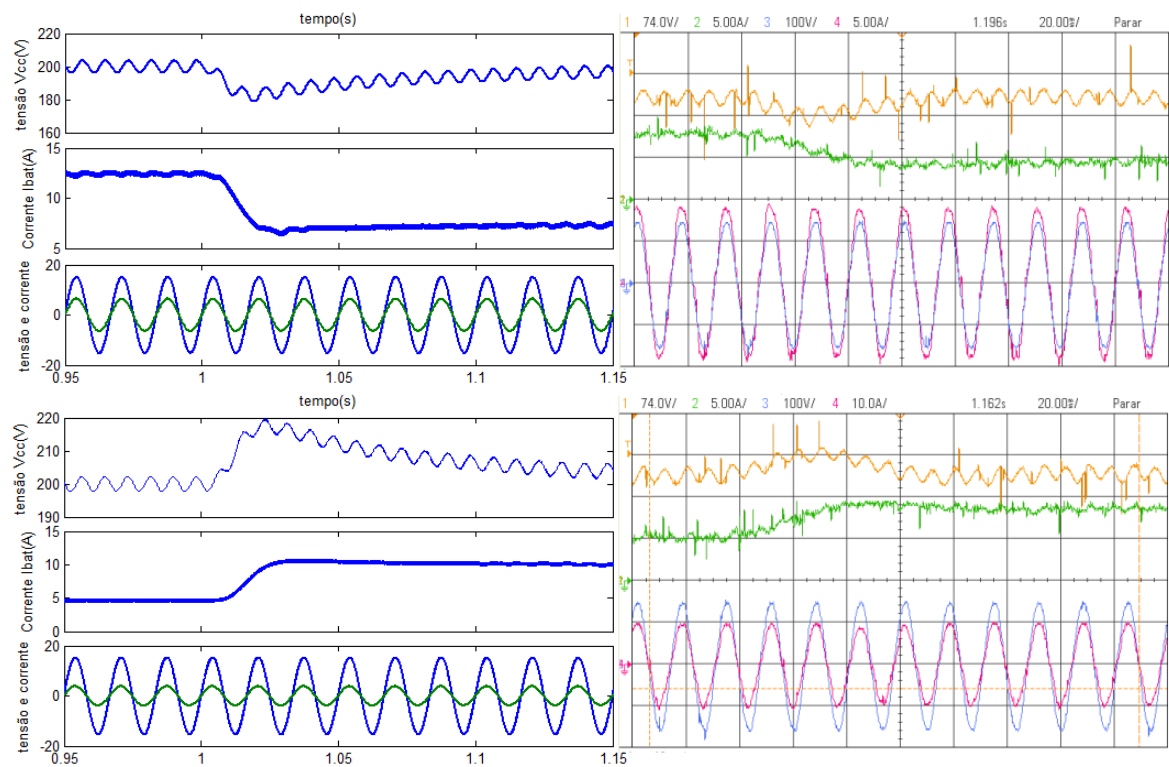


Fig. 5.14 Resultados, método III: transições decrescente e crescente.

5.2. Considerações

Neste capítulo foi apresentado os resultados experimentais para os métodos de controle abordados no capítulo 4. Foi possível constatar que os resultados via simulação representam de forma satisfatória os resultados que foram obtidos experimentalmente o que da confiabilidade a metodologia aplicada, ao tipo de modelagem do sistema bem como o cálculo dos controladores e dimensionamento do sistema. Apenas é desejável uma ressalva quanto a perda de linearidade na corrente fornecida pelo inversor a rede, devido ao fato da mudança da forma de trabalho do conversor CC-CA que antes trabalhava como retificador e agora como inversor. Esse fato pressupõe a necessidade de recalcular os controladores. Quanto aos elevados ruídos apresentados nos resultados, acredita-se que o mesmo seja causado pelos equipamentos de medição. Observa-se também que os painéis e o método MPPT P&O não foram avaliados, devido ao difícil acesso aos módulos FV situados em outra sala do laboratório. Como essa técnica já é bem difundida na literatura, foi definido dar maior ênfase as estratégias de controle do sistema de armazenamento e conexão com a rede.

6. CONEXÃO DE SISTEMA FV NA REDE DE DISTRIBUIÇÃO EM BT

Com a variação e elevação da potência injetada na rede, impactos na estabilidade e qualidade de energia do sistema elétrico podem ocorrer devido ao fato da alta penetração da geração fotovoltaica, não coincidir com o horário de pico de demanda das cargas instaladas. Dessa maneira esta variação pode fazer com que ocorra um fluxo de potência no sentido inverso.

Este fluxo de potência inverso se torna uma preocupação para as concessionárias de energia e o Operador Nacional de Sistemas (ONS), pois a rede em BT não é projetada para esta demanda. Devido às características intrínsecas dos alimentadores radiais, como elevada relação R/X, as redes em BT têm experimentado problemas com a elevação e variação de tensão decorrente do fluxo de potência inverso gerado pela MG distribuída.

Para mitigar estes problemas, vários métodos são aplicados para atenuar o desequilíbrio entre a geração FV e a demanda das cargas, um deles é a utilização de banco de baterias em sistemas FV.

6.1. Metodologia de avaliação

A metodologia da avaliação da inserção do sistema FV na rede consiste em caracterizar o perfil de irradiação, obter a curva de carga e descrever o modelo do sistema de distribuição, em seguida são avaliados os impactos da variação de irradiação via simulação, onde serão detectadas as variações e elevações dos níveis de potência considerando o sistema FV e o sistema híbrido FV/Bateria. Foi avaliado o cenário mais crítico, que ocorre no fim do alimentador.

São aplicados os três métodos de controle descentralizados, um genérico para sistema FV e os dois métodos abordados para sistema FV/Bateria, como solução para reduzir a variação e elevação de potência injetada na rede e por fim são apresentados os resultados obtidos via simulação com o *software* MatLab/Simulink.

6.1.1. Caracterização do perfil de irradiação aplicado ao sistema FV

De antemão sabemos que às variações de irradiação solar associada à passagem de nuvens sobre o local instalado podem causar mudanças rápidas e significativas na potência que os painéis fornecem.

Em (LOPES et al., 2015) é destacado que os transitórios causados pela passagem de nuvens podem afetar a rede de diferentes maneiras, de acordo com sua duração, como pode ser visto na Tabela 6.1. Os problemas associados à qualidade de energia podem ser entendidos como impactos na magnitude da tensão, frequência, harmônicos de corrente e tensão, efeito *flicker* e fator de potência.

Tabela 6.1: Impactos dos transitórios de nuvem segundo sua duração (LOPES et al., 2015)

<i>Duração do Transitório</i>	<i>Potencial Impacto na Rede</i>
<i>Segundos</i>	Qualidade de energia
<i>Minutos</i>	Gerenciamento das reservas
<i>Minutos a horas</i>	Acompanhamento da carga
<i>Horas</i>	Despacho das unidades de geração

A Fig. 6.1 ilustra os transitórios na potência ativa gerada por um sistema fotovoltaico devido à passagem de nuvens pelos painéis durante um dia parcialmente nublado e um dia limpo (sem nuvens).

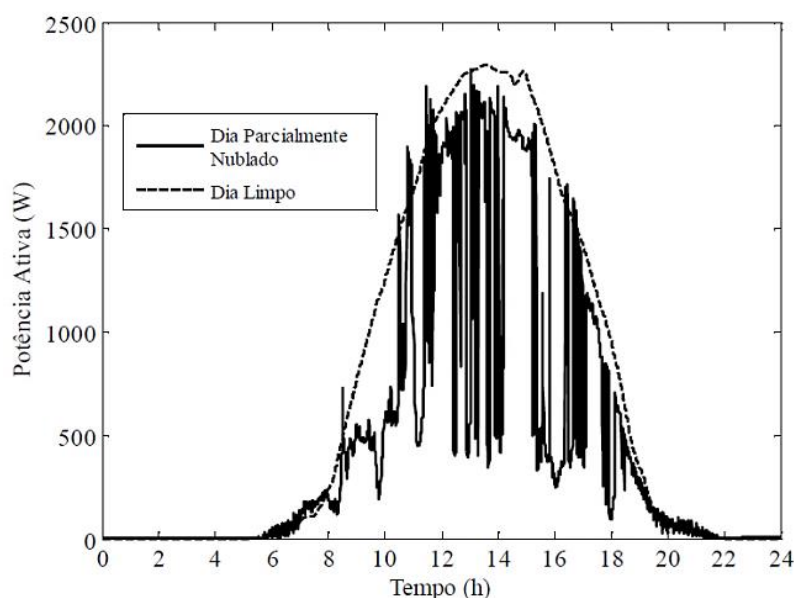


Fig. 6.1 Potência ativa gerada por painéis solares (LOPES et al., 2015).

Considerando os dados coletados pelo sistema de geração fotovoltaico do LEIAM foi possível obter o perfil de irradiação aplicado a um sistema FV para um dia parcialmente nublado Fig. 6.2.

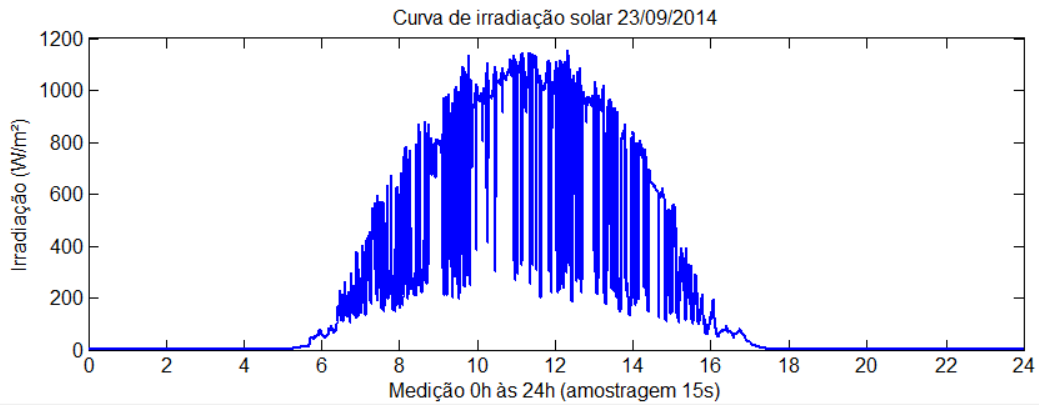


Fig. 6.2 Perfil de irradiação em painéis solares (LEIAM)

Observando o perfil de irradiação obtido na Fig. 6.2 podemos obter uma amostra deste perfil na Fig. 5.3 e a partir desses dados é possível caracterizar esta amostra através de quatro parâmetros, conforme Tabela 6.2.

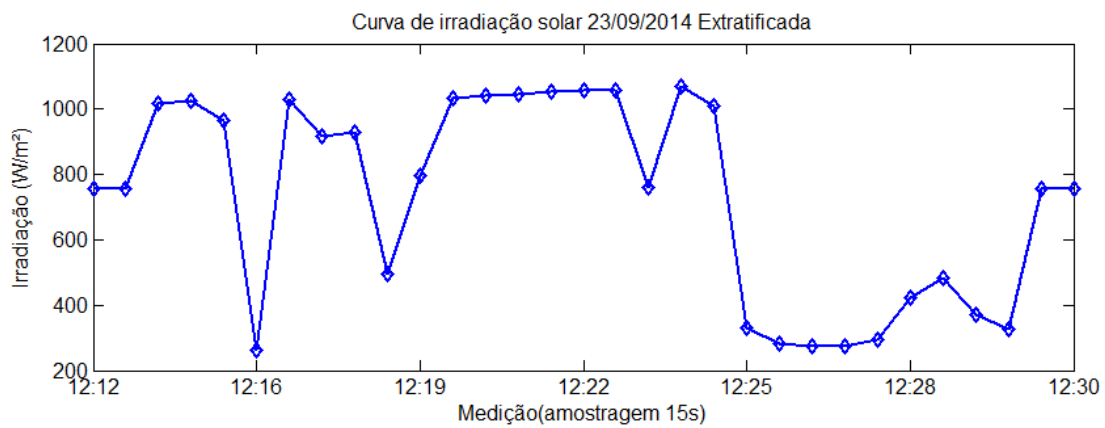


Fig. 6.3 Amostra do perfil de irradiação (LEIAM)

Tabela 6.2: Parâmetros de caracterização das nuvens.

Parâmetros	
ΔW	77%
$t_{\Delta W}$	15 segundos
W_{min}	2,5%
t_{evento}	18 minutos

Onde:

ΔW : Variação de irradiância (W_{queda} e W_{subida}), em W/m^2 ;

$t_{\Delta W}$: Duração de rampa (t_{queda} e t_{subida}) em segundos;

P_{min} : Irradiância mínima alcançada

t_{evento} : Duração de um evento completo, em segundos.

A Tabela 6.2 acima apresenta os valores dos parâmetros obtidos para o cenário onde temos elevada variação de irradiação, ou seja, a região mais crítica da curva de irradiação aplicada ao sistema, que irá permitir a caracterização dos transitórios aplicados ao sistema de geração FV para o estudo dos impactos na qualidade de energia.

O perfil de radiação foi coletado e reproduzido via simulação, porém visando reduzir o tempo de simulação, foi utilizada uma amostra da curva de irradiação, ilustrada na Fig. 6.3 cujo intervalo de tempo máximo de simulação é de 3s e a amostragem dos pontos foi reduzida de 15s para 0,1s. Para as estratégias de controle foi considerado um período de atualização das amostras de tensão e potência ativa igual a 100μs. Do ponto de vista de validação dos resultados via simulação isto tende a comprovar ainda mais a eficiência dos controladores, visto que a variação ocorre em menor tempo comparado ao caso real. Outra característica aplicada à simulação é que todos os painéis estão submetidos ao mesmo perfil de radiação solar.

6.2. Avaliação dos impactos da MG na rede em BT

Na Fig. 6.4 é visto a representação simplificada de um sistema de distribuição, com uma fonte conectada a uma carga e a uma unidade de MG fotovoltaica, através de uma linha de transmissão.

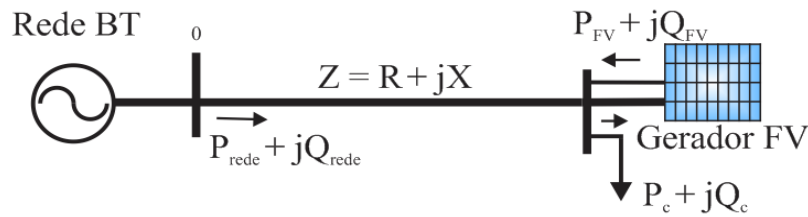


Fig. 6.4 Sistema de distribuição com geração FV concentrada.

Assumindo-se operação em regime permanente e que os sistemas fotovoltaicos operam com fator de potência unitário para maximizar a injeção de potência ativa, a tensão na barra L pode ser escrita, aproximadamente, como eq. (6.1) e (6.2).

$$\hat{V}_0 = V_n - Z \cdot I \quad (6.1)$$

e através da eq. (6.2) obter (6.3).

$$I = \frac{P_C - P_{FV} - jQ_C}{V_{nom}} \quad (6.2)$$

$$\hat{V}_{L0} = V_S - Z \cdot \left(\frac{P_C - P_{FV} - jQ_C}{V_{nom}} \right) \quad (6.3)$$

Quando ocorre uma variação na potência ativa (ΔP) e reativa (ΔQ), a tensão na barra L passa para \hat{V}_{L1} . Considerando que a defasagem angular entre os fasores \hat{V}_{L0} e \hat{V}_{L1} é pequena, a variação na magnitude da tensão na barra L é dada por (6.4).

$$\Delta V = V_{L0} - V_{L1} = |\hat{V}_{L0} - \hat{V}_{L1}| = Z \cdot \left(\frac{\Delta P + \Delta Q}{V_{nom}} \right) \quad (6.4)$$

Considerando (4.4), nota-se que a variação na tensão é diretamente proporcional à variação de potência (ΔP) e (ΔQ) na barra na qual está instalada a geração fotovoltaica.

De acordo com (6.3) e (6.4), tanto potência ativa quanto a potência reativa de energia podem ser utilizados para reduzir o desvio de tensão. No entanto, para redes de distribuição típicas com grande relação R / X , a potência ativa é mais eficaz para compensar o desvio de tensão em comparação com potência reativa. Grande quantidade de potência reativa requer inversores de maior potência nominal e leva a maiores perdas.

6.2.1. Sistemas fotovoltaicos distribuídos na rede em BT

A Fig. 6.5 mostra um sistema de distribuição com geração fotovoltaica uniformemente distribuída ao longo do alimentador, com uma distância Δl . Este sistema é utilizado para mostrar como as alterações na potência ativa entregue pelos geradores fotovoltaicos podem afetar a tensão do alimentador.

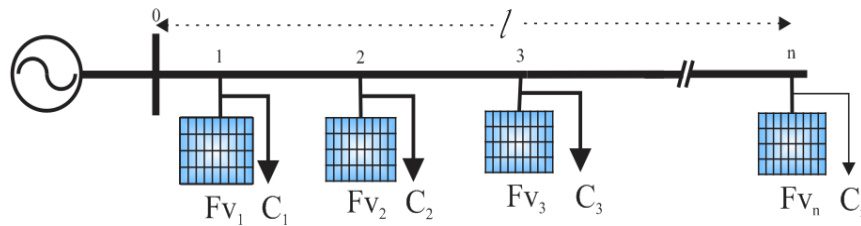


Fig. 6.5 Sistema de distribuição com geradores FVs distribuídos.

Considerando as características do sistema apresentadas acima e (4.4), a variação de tensão em cada segmento Δl devido a uma alteração na potência entregue pelos geradores fotovoltaicos pode ser escrita como apresentado na eq. (6.5), onde $|Z'|$ é dado em Ω por unidade de comprimento e n é o número de barras com painéis instalados.

$$\Delta V = \frac{|Z'| \cdot l}{2} \cdot \left(1 + \frac{1}{n}\right) \left(\frac{\Delta S_{total}}{V_{nom}}\right) \quad (6.5)$$

Quando n é suficientemente grande, a eq. (5.5) se torna equivalente a um sistema fotovoltaico com metade da variação total de potência localizada na barra terminal, assim a eq. (4.5) pode ser definida como descrito na eq. (6.6).

$$\Delta V = |Z| \left(\frac{\Delta S_{total}}{2 \cdot V_{nom}}\right) \quad (6.6)$$

6.2.2. Avaliação dos resultados obtidos via simulação

Para comparação do desempenho entre os diferentes métodos de controle, foi tomado como base os requerimentos de QEE estabelecidos no Módulo 8 do PRODIST da ANELL,

onde é especificado, um FP mínimo de 0,9 e nível máximo de tensão igual 1,05 pu, correspondente a 231V com tensão nominal de 220V.

A rede possui cinco barras e três sistemas de MG concentrados com potência nominal de 4kW e FP próximo de 1. O Transformador de Distribuição (TD) foi modelado como uma impedância RL e tensão de base igual a 220 V.

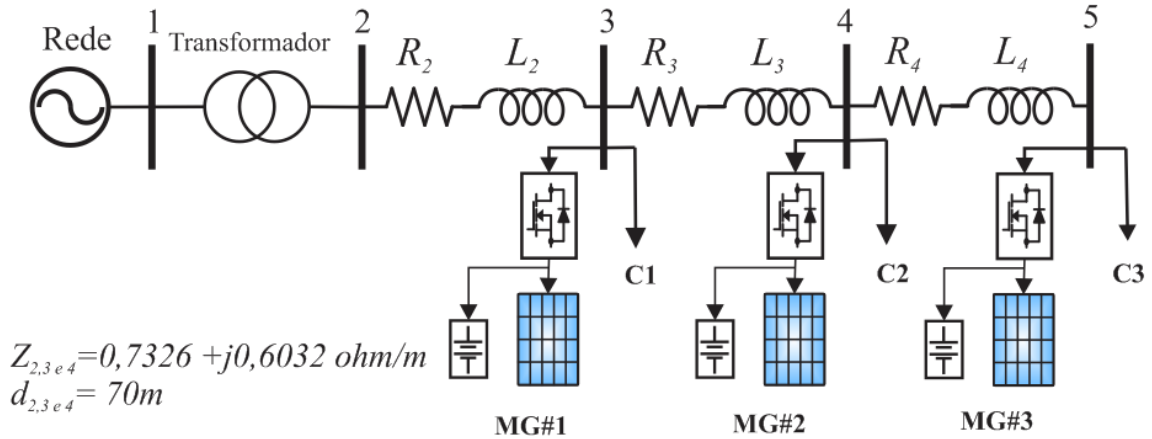


Fig. 6.6 Representação de um sistema de distribuição com geradores fotovoltaicos distribuídos

Conforme ilustrado na Fig. 6.6 a rede elétrica para teste consiste de uma rede monofásica em BT contendo apenas um alimentador radial com cinco barras, sendo a barra 1 uma barra de referência com módulo e fase de tensão constantes e iguais a 1 pu e 0° , respectivamente. Para os testes de desempenho, foram consideradas as seguintes características.

5 Todas as unidades de MG variam simultaneamente, seguindo o mesmo perfil de irradiação apresentado na Fig. 6.3.

- Os níveis de penetração de geração fotovoltaica são considerados baseando-se nos dados obtidos do piranômetro instalado sobre o telhado do Laboratório de Eletrônica Industrial e Acionamento de Máquinas (LEIAM) com resolução da amostra a cada 15 segundo.
- No caso base, é considerado o caso mais crítico, onde a geração fotovoltaica é instalada no final do alimentador, de forma concentrada, na barra 5.
- A potência ativa entregue pelo sistema FV corresponde à curva de irradiação obtida.

Fazendo estas considerações foram realizadas simulações com o propósito de avaliar a inserção da geração distribuída com banco de baterias conectado à rede.

Na Fig. 6.7 é apresentada a potência total gerada pelos sistemas FV sem baterias, observando que mesmo gerando potência com fator de potência unitário a uma injeção de reativos gerados pelos elementos indutivos da rede. Um fator relevante para isto é a utilização de transformadores para conectar a unidade de MG a rede elétrica.

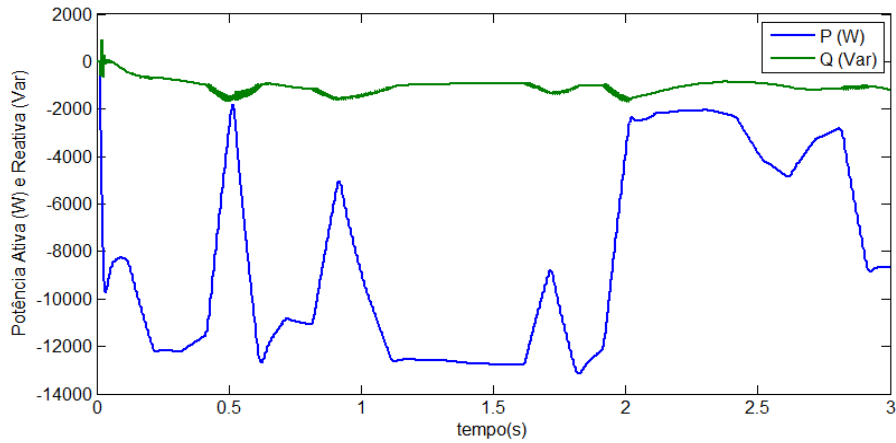


Fig. 6.7 Potência total gerada pelas unidade de MG

Na figura 6.8 é observada a variação de tensão nas barras do sistema.

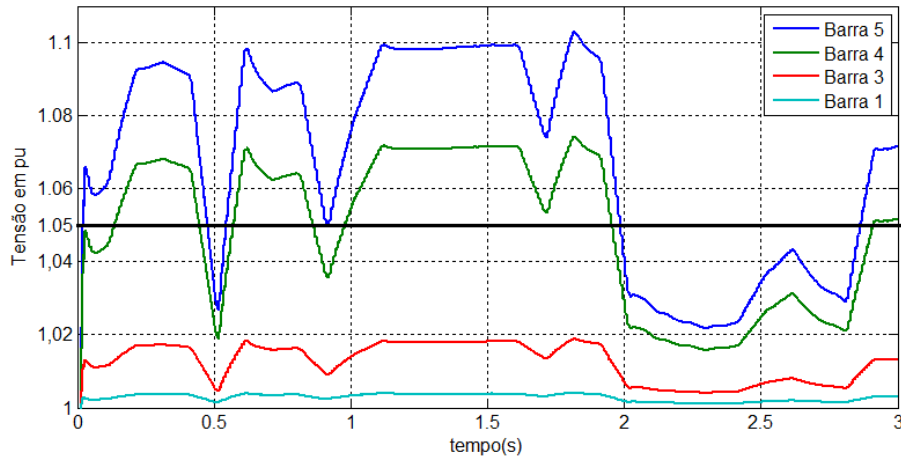


Fig. 6.8 Variação de tensão nas barras do sistema

Nesse caso podemos observar que a variação de tensão aumenta à medida que as unidades de MG estão mais afastadas do alimentador fazendo com que os valores de tensão ultrapassem os valores permitidos e o caso mais crítico é no final do alimentador.

Na Fig. 6.10 é observada a variação de tensão na ultima barra, considerando os três métodos aqui aplicados. No método II: ($P_{bat} = const$) foram considerados dois valores de corrente de descarga de acordo com que é especificado em Moura(2011) para uma baterias de 60 Ah : $C_{10} = 6A$ e $C_{20} = 12A$. No método III foi considerado uma potência constante de 1,5 kW injetada na rede por cada unidade de microgeração.

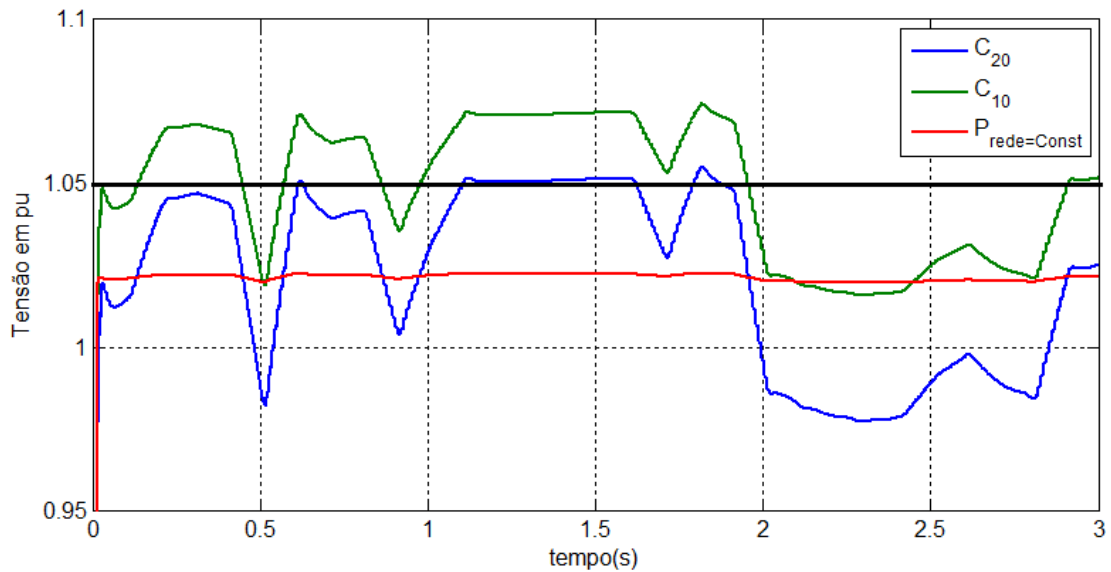


Fig. 6.9 Variação da tensão na barra terminal

É apresentada na Fig. 6.10 a potência ativa total injetada na rede, constatando a redução com a utilização do banco de baterias para os dois métodos e consequentemente a redução dos níveis de tensão nos barramentos.

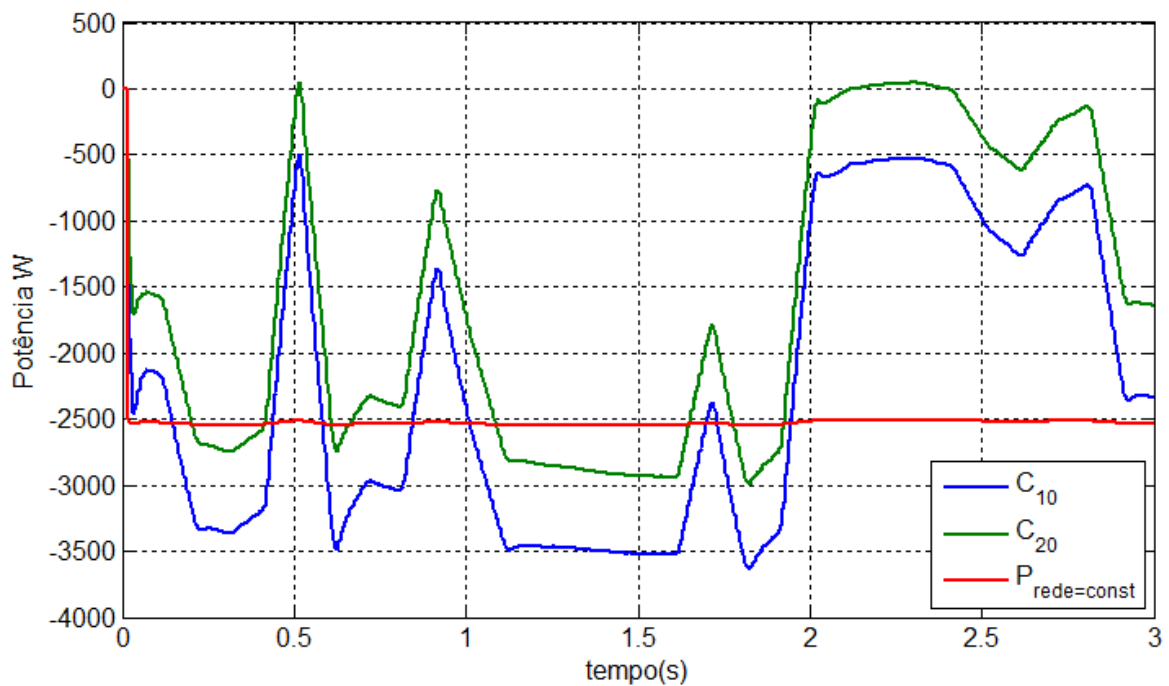


Fig. 6.10 Variação de potência na barra terminal

E observado também na Fig. 6.10 que no método III a bateria absorve as variações de potência gerada pela variação dos níveis de irradiação constatando que é o melhor método a ser utilizado, porém deve-se avaliar o impacto na vida útil do banco de baterias considerando este método, pois a corrente retirada da bateria ultrapassou o limite máximo de 12A chegando a 25A.

6.3. Considerações

Neste capítulo foram apresentados resultados de simulação dos métodos de controle do fluxo de potência aplicado aos sistemas FV com baterias, inserido no sistema elétrico de baixa potência. Com os resultados via simulação é possível observar que a elevação da potência injetada na rede, implica na elevação da tensão acima dos valores permitidos e a maior influencia desse cenário ocorre no fim do alimentador. Os resultados comprovam também que ao inserir banco de baterias em cada sistema FV para absorver o excesso de potência injetada na rede, consegue-se reduzir o problema da elevação de tensão na rede, porém as soluções obtidas ainda não se apresentam como solução direta para mitigação da elevação da tensão.

7. CONCLUSÕES

Este trabalho abordou as estratégias de controle do fluxo de potência em sistemas híbridos (FV/Bateria) e dois métodos para o controle do fluxo de potência, com a finalidade de mitigar os impactos a alta da potencia injetada na rede devido a elevada penetração fotovoltaica. Os dois métodos são definidos como: método II ($P_{bat} = const$) e método III ($P_{rede} = const$). A utilização de banco de baterias se mostrou uma alternativa bastante eficaz e o fato da evolução da tecnologia com a redução do custo destes sistemas, tornam está solução cada vez mais viável.

Para que fossem obtidas todas as malhas de controle adotadas nas estratégias de controle do sistema, foi feito a modelagem dos conversores do sistema bem com a modelagem dos painéis FV e modelo da bateria chumbo-ácido.

A partir do estudo dos impactos gerados na rede elétrica por sistemas FV com a utilização de um modelo de rede de distribuição simplificado, foi possível comprovar que a variação de potência a níveis elevados da penetração fotovoltaica na rede acarreta na variação e/ou elevação da tensão acima dos valores permissíveis.

Com o uso de baterias foi comprovado que o sistema FV ao operar sempre no ponto de operação de máxima potência não contribui para elevação dos níveis de tensão acima do valor permitido por norma: 1,05 pu. A solução com uso de baterias se mostra de fato, como uma alternativa eficaz para mitigação desses impactos.

7.1. Proposta de Trabalhos Futuros

Durante o desenvolvimento do trabalho foram identificados alguns pontos que podem acrescentar ao trabalho e são necessários para evoluir no estudo dos sistemas FV com bateria.

Propostas de trabalhos futuros:

1. Avaliar o uso de novas topologias para os conversores CC-CC e CC-CA conectados ao painel e ao banco de baterias com a finalidade de aumentar a tensão do barramento CC e eliminar o uso do transformador.
2. Avaliar eficiência dos conversores aplicados ao sistema e aplicar outras técnicas de controle.

3. Identificar as causas da não linearidade obtidas na parte experimental para o caso em que está sendo injetada corrente na rede com baixo valor de amplitude.
4. Realizar simulações e obter resultados experimentais considerando casos em que ocorra o ilhamento;
5. Estudar as formas de transição entre os modos ilhado e conectado.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ALAM, M. J. E.; MUTTAQI, K. M.; SUTANTO, D. Distributed energy storage for mitigation of voltage-rise impact caused by rooftop solar PV BT - 2012 **IEEE Power and Energy Society General Meeting**, PES 2012,, p. 1–8.

ALAM, M. J. E.; MUTTAQI, K. M.; SUTANTO, D. Mitigation of rooftop solar PV impacts and evening peak support by managing available capacity of distributed energy storage systems. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 28, n. 4, p. 3874–3884, 2013.

AN, L. N.; QUOC-TUAN, T.; SEDDIK, B. Control strategies of a hybrid PV-diesel-battery system in different operation modes. **2013 IEEE Grenoble Conference PowerTech, POWERTECH**, 2013.

BASTOS, R. F. Sistema de Gerenciamento para Carga e Descarga de Baterias (Chumbo-Ácido) e para Busca do Ponto de Máxima Potência Gerada em Painéis Fotovoltaicos Empregados em Sistemas de Geração Distribuída. **Escola de Engenharia de São Carlos**, n. Dissertação de Mestrado, 2013.

BLASKO, V.; KAURA, V. A new mathematical model and control of a three-phase AC-DC voltage\source converter. **IEEE Transactions on Power Electronics**, v. 12, n. 1, p. 116–123, 1997.

CARACAS, J. V. M. Avaliação das Estratégias de Controle e Projeto de Inversores para Conexão de Fontes Fotovoltaicas à Rede CA Contribuição ao Desenvolvimento das Estratégias de Controle para Conexão de Fontes Fotovoltaicas à Rede CA. **Universidade Federal do Maranhão**, n. Dissertação de Mestrado, 2013.

CHOE, G. Y. et al. A Bi-directional battery charger for electric vehicles using photovoltaic PCS systems. **2010 IEEE Vehicle Power and Propulsion Conference, VPPC**, 2010.

COSTA, L. F. CONVERSOR CC-CC BUCK+BOOST MULTINÍVEL BIDIRECIONAL. **UNIVERSIDADE FEDERAL DE SANTA CATARINA**, n. Dissertação de Mestrado, 2013.

DASH, S. K.; VERMA, D. Comparative Analysis of Maximum Power Point (MPP) Tracking Techniques for Solar PV Application using MATLAB Simulink. 2014.

DAUD, M. Z. et al. Performance evaluation of grid-connected photovoltaic system with battery energy storage. n. December, p. 337–342, 2012.

Dias, T. A.; Corrêa, M. B. R.; Vitorino, M. A & Bueno, D. A. B.. Estratégias De Controle Aplicadas a Sistemas Fotovoltaicos Com Baterias Conectados a Rede Elétrica. **XXI Congresso Brasileiro De Automática (CBA)**, outubro, 2016.

DING, F. et al. Modeling and simulation of grid-connected hybrid photovoltaic/battery distributed generation system. **CICED 2010 Proceedings**, p. 1–10, 2010.

GUO, L. et al. Control strategies for a hybrid PV/battery system with grid-connected and island mode. **Asia-Pacific Power and Energy Engineering Conference, APPEEC**, 2012.

HART, D. W., Power Electronics, McGraw-Hill (2011), ISBN 978-0-07-338067-4.

HARTMANN, L. V. Armazenamento e Conversão de Energia Utilizando Inversores Fonte de Impedância Modificados em Sistemas Fotovoltaicos de Iluminação. **Universidade Federal de Campina Grande**, p. 163, 2013.

HASHEMI, M.; AGELIDIS, V. Evaluation of Voltage Regulation Mitigation Methods due to High Penetration of PV Generation in Residential Areas. n. October, p. 20–23, 2013.

HILL, C. A. et al. Battery Energy Storage for Enabling Integration of Distributed Solar Power Generation. **IEEE Transactions on Smart Grid**, v. 3, n. 2, p. 850–857, 2012.

IEEE STD 929. **IEEE Recommended Practice for Utility Interface of Photovoltaic (PV) Systems**. [s.l: s.n.]. v. 2000

JOHNSON, J. et al. PV output smoothing using a battery and natural gas engine-generator. **Conference Record of the IEEE Photovoltaic Specialists Conference**, p. 1811–1816, 2013.

LOPES, M. G. et al. Análise dos Impactos Técnicos Resultantes da Intermitência de Geração de Sistemas Fotovoltaicos na Qualidade da Tensão. **COBEP**, 2015.

MIDDLEBROOK E CUK. A general unified approach to modelling switching-converter power stages. **International Journal of Electronics Theoretical and Experimental**, v. 42, n. 6, p. 521–550, 1977.

MORENO, R. M. M. Estudo de Técnicas de Controle de Fluxo de Potência e de Gerenciamento de Ilhamento em Sistemas de Geração Distribuída com Interfaces Eletrônicas de Potência para Conexão com a Rede Elétrica. **UNIVERSIDADE ESTADUAL DE CAMPINAS**, n. Dissertação de Mestrado, 2010.

MURTAZA, A. F. et al. Comparative analysis of maximum power point tracking techniques for PV applications. **Inmic**, p. 83–88, 2013.

PEREZ, F. et al. Simulação Computacional de Sistemas Fotovoltaicos com Armazenadores de Energia Integrados em Redes Elétricas Inteligentes. **COBEP**, 2015.

REMUS Teodorescu, MARCO Liserre, P. R., Grid Converters For Photovoltaic And Wind Power Systems, John Wiley and Sons, Ltd.(2011), ISBN 9780470667040.].

RIFFONNEAU, Y. et al. Optimal Power Flow Management for Grid Connected PV Systems With Batteries. **IEEE Transactions on Sustainable Energy**, v. 2, n. 3, p. 309–320, 2011.

SILVA, E. L. Desenvolvimento De Uma Plataforma Em Tempo Real Para Avaliar O Impacto Da Geração Fotovoltaica Na Rede Elétrica De Distribuição. **Universidade Federal de Campina Grande**, n. Dissertação de Mestrado, 2015.

TREMBLAY, O.; DESSAINT, L. A. Experimental validation of a battery dynamic model for EV applications. **World Electric Vehicle Journal**, v. 3, n. 1, p. 289–298, 2009.

WANG, Y. et al. Coordinated Control of Distributed Energy Storage Systems for Voltage Regulation in Distribution Networks. v. 8977, n. c, p. 1–10, 2015.

WHITAKER, C. et al. Renewable Systems Interconnection Study: Distributed Photovoltaic Systems Design and Technology Requirements. **Renewable Systems Interconnection**, n. February, p. 68, 2008.

ZHANG, J.; LAI, J. S.; YU, W. Bidirectional DC-DC converter modeling and unified controller with digital implementation. **Conference Proceedings - IEEE Applied Power Electronics Conference and Exposition - APEC**, v. 2, p. 1747–1753, 2008.

ANEXO A: ROTINA DE SIMULAÇÃO DOS PAINÉIS FV

```
function Ipa = fcn(Vpa,G,T)

%Parametros para ajustes da curva I-V
Rs = 0.0045;
Rp = 1.2;      %0.46;
Ms = 8;  %Numero de Painéis
Mp = 2;

%Parametros do painel
Ns = 18;                                %Número de células de um painel
conectadas em série
Np = 2;                                %Número de células de um painel
conectadas em paralelo
Voc = 21.5;
Voc = Voc/Ns;
Isc = 7.45;
a = 1.18e-3;                            %Coeficiente de temperatura da Corrente
de curto-circuito

%Constantes
n = 1.3;                                %Fator de Idealidade
k = 1.38e-23;                            %constante de Boltzmann
q = 1.6e-19;                            %Carga de elétron
Eg = 1.1;                               %Energia de band-gap
Tref = 273+25;

%Calculos
T = 273+T;
Vt = (n*k*T)/q;
V = Vpa/Ns/Ms;
Iph = (Isc+a*(T-Tref))*(G/1000);
Irr = (Isc-Voc/Rp)/(exp(q*Voc/n/k/Tref)-1);
Ir = Irr*((T/Tref)^3)*exp(q*Eg/n/k*(1/Tref-1/T));
I = 0;
for j=1:5
    I=I-(Iph-I-Ir*(exp((V+I*Rs)/Vt)-1)-(V+I*Rs)/Rp)/(-1-
    Ir*exp((V+I*Rs)/Vt)*Rs/Vt-Rs/Rp);
end

Ipa=I*Mp;
```

ANEXO B: ROTINA PARA DIMENSIONAMENTO DOS COMPONENTES DO SISTEMA

```

% Dimensionamento dos componentes
% Cálculo dos controladores
% Projeto do Filtro
% Discretização dos controladores

%PROGRAMA PARA CALCULAR PARÂMETROS DO FILTRO E DOS CONTROLADORES

clc;
clear;
h = 100e-6;
Ts = 1e-6;

%% Dimensionamento dos componentes do sistema
%Componentes do conversor Boost
Ppv = 120;
Npv = 16;
Vfv = 170;
Ifv = 10;
Dfv = 0.5;
Vbarr = 200;
deltI = 1;
deltV = 10;
fc = 10e3;
n = 0.90;

Lfv = (Vfv*Dfv)/(deltI*fc);
Cfv = (n*Dfv*Dfv*Dfv*Ifv)/(Vfv*(deltV/Vbarr)*fc);
Ifvmax = ((Npv*Ppv)/(Vfv)) + (Vfv*Dfv)/(2*Lfv*fc);

%Componentes do conversor Buckboost

Vb = 60;
Ib = 12;
Db = 0.33;
Vbarr = 200;
Vbat = 75;
deltIb = 0.5;
deltVb = 1;
fc = 10e3;
Rbb = 0.4;

Lbb = (Vb*Db)/(deltIb*fc)
Cbb = (1-Db)/(8*(deltVb/Vb)*Lbb*fc*fc)
Ibmax = ((Vb*Ib)/(Vb)) + (Vb*Db)/(2*Lbb*fc)

%%
%Projeto do Inversor mais Filtro LCL

Pn = 3000; %Potência aparente por fase (VA)
Vl = 220; %Tensão
fl = 60; %Frequencia fundamental
fch = 10e3; %Frequência de chaveamento do inversor
fchb = 10e3; %Frequencia de chaveamento do boost

```

```

Vdc = 200; %Tensão nominal do barramento DC

Iinvn = Pn/V1;
Yc = 0.1;
Icamax = 0.003;
dInvmax = 1;
dInvv = 10;
dIinv = 0.5; %% 0.10*sqrt(2)*Iinvn;

w1 = 2*pi*f1;
Lf1 = 1*dInvmax*Vdc/(8*dIinv*fch);
Iinvmax = 0.37*Vdc/(4*pi*fch*Lf1*Iinvn*sqrt(2));

Cf = Yc*Pn/(w1*V1^2);
Lf2 = 5/(16*pi^2*fch^2*(Icamax/Iinvmax)*Cf - 1);
wo = sqrt((Lf1+Lf2)/(Lf1*Lf2*Cf));

RL1 = (1/100)*w1*Lf1;
RL2 = (1/100)*w1*Lf2;
RCf = 10;

Lg = 0.1e-3;
Rg = 0.1;

RL = RL1 + RL2;
Lf = Lf1 + Lf2;

Cbarr = Pn*((2-1/n)/Vdc)/(2*dInvv*377); 470e-6

%% Calculo dos controladores
% Corrente da bateria

Kpb = 200*(Lbb)/(4*50*1.5*h); %Kpb = 15;
Kib = Kpb*0.4/(3*Lbb); %Kib = 1500;

% Discretizacao(controle de corrente da bateria)
s = tf('s');

Hpib = Kpb + Kib/s;

Hpibd = c2d(Hpib,h,'zoh');

[npibd,dpibd]=tfdata(Hpibd,'v');

% Discretizacao(controle de tensão da bateria)
s = tf('s');

Kvv = Vbat/Vbarr;
wnvv = 0.1*2*pi*f1;
Psi = 1;

Kibv = 1*(wnvv^2)*0.0022/(12/50);
Kpbv = sqrt((Kibv*(Psi^2)*4*0.0022)/(12/50));

Hpibv = Kpbv + Kibv/s;

Hpibvd = c2d(Hpibv,h,'zoh');

```



```

[npibvd,dpibvd]=tfdata(Hpibvd,'v');

% Discretizacao(controle de tensão do barramento)
s = tf('s');

Kv =Vl/Vbarr;
wnv = 0.1*2*pi*f1;
Psi = 1;

Kibr = 3*(wnv^2)*Cbarr/Kv;
Kpbr = sqrt((Kibr*(Psi^2)*4*Cbarr)/Kv);
Hpibr = Kpbr + Kibr/s;

Hpibrd = c2d(Hpibr,h,'zoh');

[npibrd,dpibrd]=tfdata(Hpibrd,'v');

% Discretizacao(controle de corrente do inversor)
s = tf('s');

Kpinv = 100; %16; %25;
Kiinv = 330; %50; %92;

winv = (2*pi*f1);
wcr = 3;

Hpiinv = Kpinv + 2*wcr*Kiinv*s/(s^2+2*wcr*s+winv^2);

Hpiinvd = c2d(Hpiinv,h,'zoh');

[npiinvd,dpiinvd]=tfdata(Hpiinvd,'v');

% Discretizacao(controle de tensão do inversor do inversor)
s = tf('s');

Kpinv_v = 4; %25;
Kiinv_v = 16; %92;

winv_v = (2*pi*f1);
wcr_v = 3;

Hpiinv_v = Kpinv_v + 2*wcr_v*Kiinv_v*s/(s^2+2*wcr_v*s+winv_v^2);

Hpiinvd_v = c2d(Hpiinv_v,h,'zoh');

[npiinvd_v,dpiinvd_v]=tfdata(Hpiinvd_v,'v');

```

ANEXO C: ROTINA DO CÓDIGO PARA APLICAÇÃO DOS MÉTODOS DE CONTROLE PROPOSTOS

```
function [Iout, Iout2, Iout3, Iout4, Iout_pv, Iout_pb, Iout_p]= fcn(SOC,
Vcc,ibat,vbat,vbat_ref, vcc_ref, I_ref)

%Parametros para ajustes da curva I-V
Kpb = 13./2;    %3;    %1.8750; %7.5; %13.3;
Kib = 583.333/2; %2.987; %83.3333; %333.33; %583.333;

Kpbv = 1.382/2; %1.382; %0.6912;    %1.382;
Kibv = 260.55/2; %260.55; %13.0279;    %260.55;

Kpbr = 3*0.1015; %3*0.1045;
Kibr = 1*3.41; %3*3.41;

persistent prop;
persistent int_act;
persistent int_ant;
persistent erro_ibat;

persistent propv;
persistent intv;
persistent intv_ant;
persistent erro_vbat;

persistent propb;
persistent intb;
persistent intb_ant;
persistent erro_vbrr;

persistent h;

if isempty(int_ant)

    prop = 0;
    int_act = 0;
    int_ant = 0;
    erro_ibat = 0;

    propv = 0;
    intv = 0;
    intv_ant = 0;
    erro_vbat = 0;

    propb = 0;
    intb = 0;
    intb_ant = 0;
    erro_vbrr = 0;

    h = 100e-6;
end

if (SOC >= 90)    %MOD0 III
```

```

erro_vbrr = Vcc - vcc_ref;
propv = erro_vbrr*Kpbr;
intv = intv_ant + erro_vbrr*h*Kibr;
piv = propv + intv_ant;

ibat_ref = 0;

erro_ibat = ibat_ref - ibat;

prop = erro_ibat*Kpb;
int_act = int_ant + erro_ibat*h*Kib;
pii = prop + int_act;

Iout2 = piv;
Iout3 = ibat_ref;
Iout4 = pii;
Iout_pv = propv;
Iout_pb = propb;
Iout_p = prop;

else
    if (SOC >= 70)      %MOD0 I

        erro_vbrr = Vcc - vcc_ref;
        propv = erro_vbrr*Kpbr;
        intv = intv_ant + erro_vbrr*h*Kibr;
        piv = propv + intv_ant;

        ibat_ref = piv;

        erro_ibat = ibat_ref - ibat;

        prop = erro_ibat*Kpb;
        int_act = int_ant + erro_ibat*h*Kib;
        pii = prop + int_ant;

        Iout2 = I_ref;
        Iout3 = ibat_ref;
        Iout4 = pii;
        Iout_pv = propv;
        Iout_pb = propb;
        Iout_p = prop;

    else                % MOD0 II

        erro_vbrr = Vcc - vcc_ref;
        propv = erro_vbrr*Kpbr;
        intv = intv_ant + erro_vbrr*h*Kibr;
        piv = propv + intv_ant;

        erro_vbat = vbat_ref - vbat;
        propb = erro_vbat*Kpbv;
        intb = intb_ant + erro_vbat*h*Kibv;
        pib = propb + intb;

        ibat_ref = pib;

```

```

    erro_ibat = ibat_ref - ibat;
%    erro_ibat = I_ref - ibat;

    prop = erro_ibat*Kpb;
    int_act = int_ant + erro_ibat*h*Kib;
    pii = prop + int_act;

    Iout2 = piv;
    Iout3 = ibat_ref;
    Iout4 = pii;
    Iout_pv = propv;
    Iout_pb = propb;
    Iout_p = prop;

end

end

Iout = (pii + vbat)*(7500/(Vcc));

    if(Iout>7500)
        Iout=7500;
    end
    if(Iout<0)
        Iout=0;
    end

intv_ant = intv;
int_ant = int_act;
intb_ant = intb;

```